

# Методы повышения нефтеотдачи пластов

Хомяков Иван Сергеевич

# Органическая теория происхождения нефти

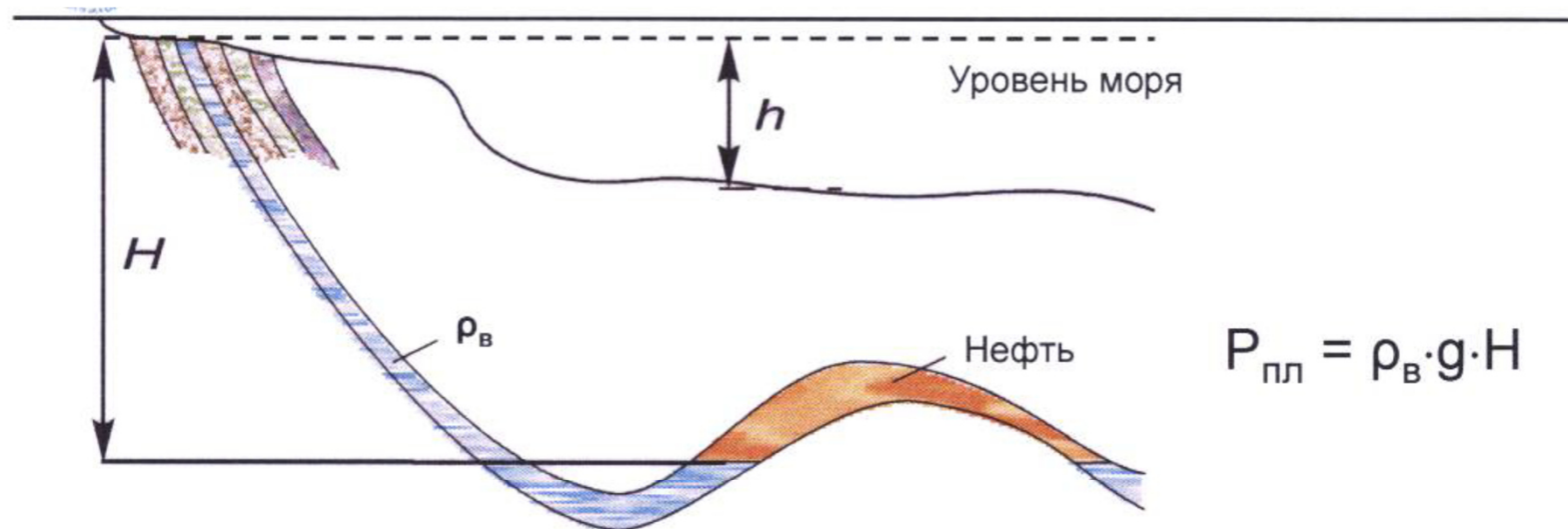
- 1) **Осадконакопление.** В результате отмирания остатки животных и растительных организмов выпадают на дно морских или озерных бассейнов, накапливаясь в иле.
- 2) **Биохимическая стадия.** Осадок, накопленный на дне бассейнов, преобразуется, уплотняется и частично обезвоживается за счет протекания биохимических процессов при ограниченном доступе кислорода.
- 3) **Протокатагенез.** Пласт органических осадков постепенно опускается на глубину до 1,5-2 км. В результате погружения пласта происходит увеличение температуры до 50-70 °С и повышение давления, что приводит к гибели микроорганизмов, и, как следствие, биохимические процессы полностью прекращаются.
- 4) **Мезокатагенез.** Пласт органических осадков опускается на глубину 3-4 км. Происходит увеличение температуры до 150 °С, вследствие чего органические вещества подвергаются термokatалитической деструкции, образуя при этом много подвижных битуминозных веществ (нефти и нефтепродуктов), содержащих практически весь набор углеводородов нефтяного ряда. При дальнейшем погружении осадочных пород процесс генерации углеводородов уменьшается, из-за израсходования основной части керогена, а скорость миграции возрастает. При миграции нефти из глинистых нефтематеринских пород через прилегающие к ним плиты пористых водонасыщенных песчаников возникает хроматографическое разделение смеси жидких и газообразных углеводородов. В песчаный коллектор выносятся смесь нефтяных углеводородов с содержанием 5-10 % асфальто-смолистых веществ – это по-сууществу, уже есть настоящая нефть.

# Органическая теория происхождения нефти

5) **Апокатагенез.** Происходит на глубине ниже 4,5 км при температурах 180-250 °С. По мере увеличения глубины осадочных пород нефть становится более легкой. В ней преобладают алканы, обогащенные низкокипящими углеводородами. Залежи нефти постепенно замещаются сначала газовыми конденсатами, а затем газоконденсаты сменяются природным газом, состоящим преимущественно из метана.

При миграции к поверхности земли нефть теряет легкие фракции, окисляется и утяжеляется. Для такой нефти характерна повышенная плотность, низкое содержание бензиновых фракций и высокое содержание тяжелых высокомолекулярных веществ

# Свойства нефтей

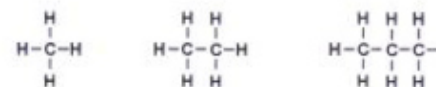


- ✓ Пластовые флюиды находятся в пласте под давлением и при температуре, называемыми пластовыми
- ✓ Давление увеличивается с глубиной и обычно равняется давлению столба воды высотой, равной глубине залегания пласта
- ✓ Температура увеличивается с глубиной; средний температурный градиент составляет  $3^{\circ}$  на 100 м

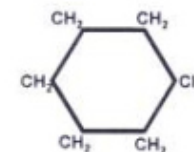
# Свойства нефтей

✓ Нефть – горючая маслянистая жидкость темно-коричневого или черного цвета, состоит из смеси предельных, непредельных и ароматических углеводородов (соединений углерода с водородом)

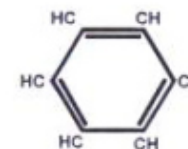
- Предельные углеводороды (алканы)  $C_N H_{2N+2}$



- Непредельные (циклические) углеводороды  $C_N H_{2N}$



- Ароматические углеводороды  $C_N H_{2N-6}$



✓ Кроме углеводородов в нефти обычно присутствуют гетероатомные соединения – смолы и асфальтены, а также :

- Сера
- Азот
- Углекислый газ
- Гелий
- Металлы

**+легкие газы**

# Свойства нефтей

---

3. **Газосодержание** - количество газа  $V_G$ , растворенного в единице объема жидкости (нефти, воды)

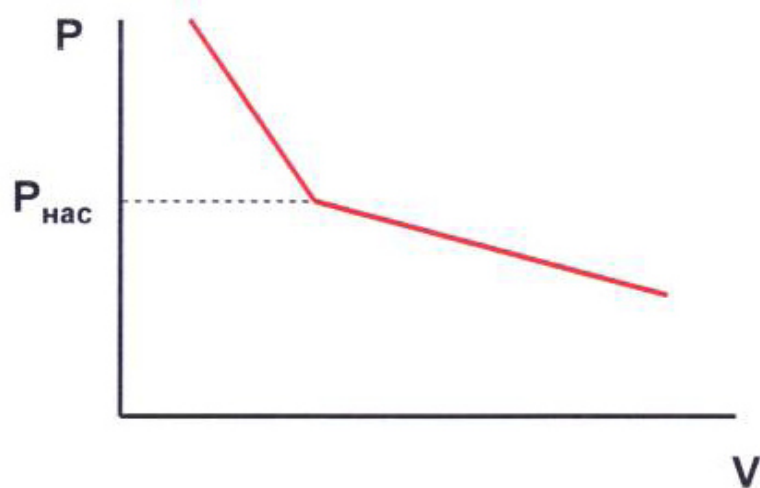
Закон Генри  $V_G = \alpha \cdot P \cdot V_{ж}$  где  $\alpha$  - коэффициент растворимости, м<sup>2</sup>/н

- ✓ Коэффициент растворимости зависит от состава жидкости, состава газа и температуры
- ✓ С увеличением количества растворимого газа:
  - Увеличивается объем нефти
  - Уменьшается плотность
  - Уменьшается вязкость
- ✓ Диапазон изменения газосодержания реальных нефтей – 50 – 500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>
- ✓ Единицы измерения – м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, м<sup>3</sup>/т

# Свойства нефтей

---

4. **Давление насыщения** ( $P_{\text{нас}}$ ) – давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти



Точка перелома на графике соответствует  $P_{\text{нас}}$

$P_{\text{нас}}$  определяется в лабораторных условиях на установках PVT

- ✓ Каждая нефть имеет свою величину давления насыщения, которая зависит от состава нефти, газосодержания, температуры
- ✓ Давление насыщения – очень важный параметр для определения условий разработки месторождения и работы скважин



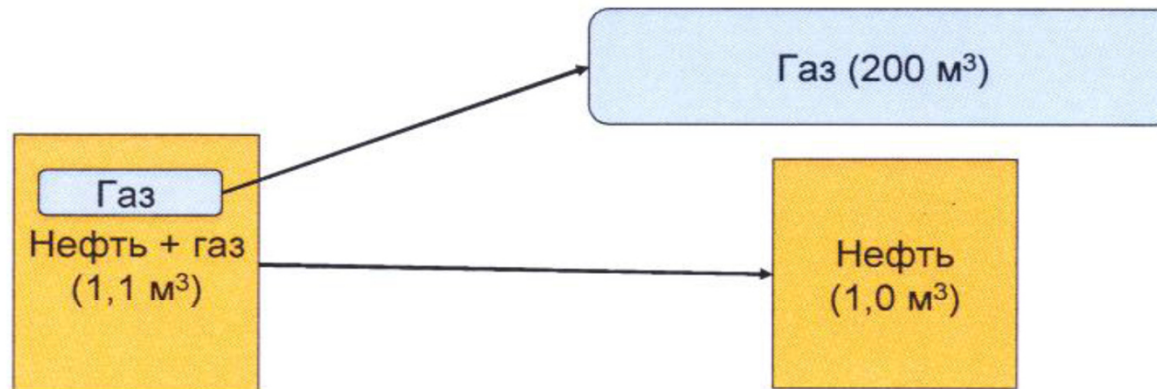
# Свойства нефтей

**5. Объемный коэффициент нефти ( $b_n$ )** – отношение объема пластовой нефти к объему этой же нефти после дегазации (в стандартных условиях)

Диапазон изменения  $b_n$ : 1,1 – 3,5

$$b_n = \frac{V_{nl}}{V_{deg}}$$

Схема разгазирования нефти



Пластовые условия: давление 20 МПа  
Весь газ (200 м³) растворен в нефти  
Газонасыщенность нефти 200 м³/м³  
Плотность нефти 650 кг/м³

Стандартные условия: давление 0,1 МПа  
Газ (200 м³) выделился из нефти  
Объем нефти уменьшился в 1,1 раза  
Плотность нефти 800 кг/м³



# Свойства газов

---

- ✓ **Попутный газ** выделяется из нефти при подъеме ее на поверхность
- ✓ **Природный газ** находится в газовых и газоконденсатных месторождениях

Природный и попутный газы состоят в основном из углеводородов метанового ряда  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  и неуглеводородных газов  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ , He, Ar,  $\text{H}_2\text{S}$

Состав газа – важнейшая характеристика, определяющая технологические процессы сбора, подготовки газа на промысле и использование его компонентов. Каждая залежь характеризуется своим составом газа

Состав газов некоторых месторождений России

Месторождение	Объемная доля газа, %					
	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	$\text{CO}_2$	$\text{H}_2\text{S}$
Самотлорское (нефтяное)	53,4	7,2	15,1	8,3	0,1	-
Уренгойское	98,8	0,1	0,03	0,02	0,3	-
Оренбургское	84,0	5,0	1,6	0,7	0,1	3,5

# Пластовые воды

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растёт и может достигать 95%. Поэтому важно знать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс добычи нефти и газа.

Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы эксплуатируемого нефтяного пласта, физико-химических свойств нефти и газа.

Виды пластовых вод:

- **подошвенные** (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- **краевые** (вода, заполняющая поры вокруг залежи);
- **промежуточные** (между пропластками);
- **остаточные** (оставшаяся со времён образования залежи вода).

Все эти виды вод представляют собой единую гидродинамическую систему. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта, следовательно, её свойства влияют на количество вытесненной нефти.

# Пластовые воды

- ✓ В нефтяных и газовых залежах практически всегда присутствует пластовая вода
- ✓ Пластовые воды играют важную роль в процессах разработки месторождений
- ✓ Пластовые воды содержат в растворенном виде соли и газ. Соли, выпадая из раствора при подъеме в скважине, забивают проходное сечение труб

## 1. Общая минерализация воды:

- пресные – до 1 г/л
- минерализованные – 1 – 50 г/л
- рассолы – 50 – 350 г/л

## 2. Плотность

$$\rho = \frac{m}{V} \quad \text{кг/м}^3 \quad 1000 < \rho_{\text{пл. воды}} < 1200 \text{ кг/м}^3$$



# Пластовые воды

---

## 3. Типы пластовых вод по солевому составу

• Гидрокарбонатно-натриевые  $\text{NaHCO}_3$

• Хлоркальциевые  $\text{CaCl}_2$

$\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  - катионы

$\text{Cl}^-$  (хлориды),  $\text{SO}_4^{2-}$  (сульфаты),  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$  (карбонаты) – анионы

Состав и тип воды определяется в лаборатории.

4. Вязкость  $\mu_B$  воды также снижается при повышении температуры



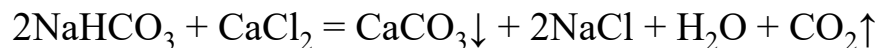
# Отложение солей из вод

Пластовые воды представляют собой нестабильные системы, равновесие которых легко нарушается с изменением пластовых условий. К нарушению равновесия приводит изменение давления, температуры, контакт с другими водами в процессе разработки месторождений.

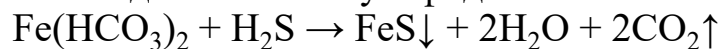
В результате равновесие диссоциации гидрокарбонатов кальция и магния сдвигается вправо и образуется осадок солей:



Осадки солей в результате разложения гидрокарбонатов в призабойной зоне образуются и при термическом воздействии на пласт с целью увеличения нефтеотдачи или при закачке в пласты воды с высокой температурой. При смешивании вод разных водоносных горизонтов, что происходит при плохом тампонаже скважин, возможно образование солевых осадков за счет протекания химических реакций, например, смешение гидрокарбонатных вод с хлоркальциевыми приводит к образованию осадка карбонатов кальция и магния:



Смешение сероводородсодержащих пластовых вод с водами, содержащими соли железа, приводит к появлению коллоидной взвеси сульфида железа:



# Фракционный состав нефти

- 1) Углеводородный газ (в основном пропан-бутановая фракция)
- 2) Бензиновая фракция (н.к. – 180 °С) – сырье для получения бензинов и ценных углеводородов
- 3) Керосиновая фракция (120 – 240 °С) – реактивное топливо, компонент дизельного топлива
- 4) Дизельное топливо (180 – 350 °С) – топливо
- 5) Атмосферный газойль (330 – 360 °С) – сырье для каталитического крекинга
- 6) Мазут (больше 330 – 360 °С) – больше 330 °С облегченный мазут, больше 360 °С утяжеленный мазут
- 7) Широкая масляная фракция (350 – 500 °С) – сырье для каталитического и гидрокрекинга
- 8) Узкие масляные фракции (350 – 400, 400 – 450, 450 – 500 °С) – сырье для производства смазочных масел
- 9) Гудрон – остаток вакуумной перегонки мазута, котельное топливо, сырье для получения битума, кокса, масел

# Основные группы углеводородов нефти

## 1) Парафины, изопарафины (алканы, изоалканы) $C_nH_{2n+2}$

$C_1$ - $C_4$  при обычных условиях газы,  $C_5$ - $C_{15}$  – жидкости,  $C_{16+}$  - твердые вещества.

Попутные нефтяные и природные газы практически полностью состоят из парафиновых углеводородов: метан, этан, пропан, бутан.

Парафины  $C_1$ - $C_4$  могут образовывать твердые комплексы с водой (кристаллогидраты), образуя так называемые соединения включения, например,  $C_3H_8 \cdot n H_2O$ . Соединения включения – вещества, в которых молекулы одного химического соединения -  $C_3H_8$  («гость») располагаются в полостях кристаллической структуры или молекул другого соединения -  $H_2O$  («хозяина»). Такие комплексы углеводородных газов с водой образуются при пониженной температуре (около 0 °С) и часто являются причиной закупорки или образования твердых пробок в газопроводах. В присутствии молекул газов вода кристаллизуется с образованием «клеток», в которых заключены молекулы алкана.

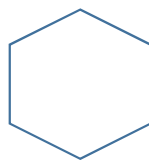
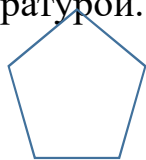
Бензиновые фракции нефти состоят в основном из углеводородов  $C_5$ - $C_{10}$ , керосиновые – из  $C_{11}$ - $C_{15}$ . Главным образом, это парафины и слаборазветвленные изопарафины.



# Основные группы углеводородов нефти

## 2) Нафтены (циклоалканы) $C_nH_{2n}$

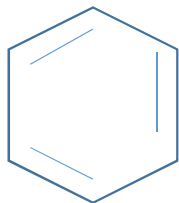
Нафтеновые углеводороды входят в состав всех фракций нефти, кроме газов. Бензиновые и керосиновые фракции нефти представлены, в основном, гомологами циклопентана  $C_5H_{10}$  и циклогексана  $C_6H_{12}$ , преимущественно с короткими  $C_1$ - $C_3$  алкилзамещенными цикланами. Высококипящие фракции содержат полициклические конденсированные и реже неконденсированные нафтены с 2-4 циклами. По физическим свойствам нафтены занимают промежуточное положение между парафинами и ароматическими углеводородами, по химическим свойствам они сходны с парафинами, что объясняется их молекулярным строением. Нафтены положительно влияют на технологические свойства масляных дистиллятов, т.к. они обладают достаточно высокой температурой затвердевания и практически не изменяют коэффициенты вязкости с температурой.



# Основные группы углеводородов нефти

## 3) Арены $C_nH_{2n-6}$

В бензиновых фракциях содержатся главным образом гомологи бензола  $C_6H_6$  и производные полициклических аренов. Также в бензиновых фракциях содержатся гибридные углеводороды, содержащие различные структурные элементы: ароматические кольца, пяти или шестичленные циклопарафиновые кольца и алифатические цепи. Эти элементы могут сочетаться различным образом. Условно гибридные углеводороды можно подразделить на три типа: парафино-нафтеновые, парафино-ареновые и парафино-нафтенареновыми. В керосиновых фракциях также содержатся гомологи бензола, но уже с более длинными углеводородными цепями, а также содержатся гомологи нафталина. Среди них встречаются метил-, диметил- и полиметилзамещенные нафталины, а также гибридные углеводороды –тетралин и его гомологи.



# Основные соединения серы в нефти

Сера является наиболее распространенным гетероэлементом в нефти. Ее содержание колеблется от сотых долей процента до 5-6 % масс (редких случаях может достигать до 14 % масс.)

Для нефти характерны следующие классы серосодержащих соединений:

- ✓ элементарная сера (S)
- ✓ сероводород ( $H_2S$ );
- ✓ меркаптаны ( $R-SH$ ); - содержатся в основном в бензиновых фракциях нефти
- ✓ сульфиды (тиоэфиры)  $-R-S-R-$ ; общее содержание 50 – 80 % от общего содержания серы
- ✓ дисульфиды (дитиоэфиры)  $-R-S-S-R-$ ;

Сульфиды содержатся в бензиново-керосиновых фракциях, дисульфиды – в керосино-газойлевых фракциях.

Сера, сероводород и меркаптаны самые вредные агрессивные вещества нефти. Содержание данных веществ в нефти и продуктах вторичной переработки приводит к коррозии металлов, ухудшает антидетонационные свойства топлив. В процессах нефтепереработки отравляют катализаторы.

# Основные соединения кислорода в нефти

Кислород второй по распространенности гетероэлемент в нефти.

Для нефти характерны следующие классы кислородсодержащих соединений:

- ✓ **кетоны  $R-C(O)-R$ ,**
- ✓ **простые эфиры  $R-O-R$ ,**
- ✓ **сложных эфиров  $R-COO-R$ ,**
- ✓ **органические кислоты  $RCOON$**
- ✓ **фенолы  $Ar-OH$**

Основное количество кислорода в виде фенолов, нафтеновых (производные циклопентана и циклогексана) и алифатических кислот

# Основные соединения азота в нефти

Для нефти характерно низкое содержание азотистых соединений, и в пересчете на азот содержание обычно не превышает 1 % масс.

Основные соединения азота, характерные для нефти:

- ✓ **пиридин и его гомологи,**
- ✓ **хинолин и его гомологи**

Обычно азот содержится в виде соединений, обладающих основными или нейтральными свойствами, и содержится в высококипящих фракциях и остатках перегонки нефти. Азотистые основания могут быть выделены из нефти обработкой разбавленной серной кислотой. Азотистые соединения термически стабильны и не оказывают заметного влияния на эксплуатационные качества нефтепродуктов. Однако, в процессах переработки нефти азотосодержащие соединения отравляют катализаторы, вызывают осмоление и потемнение нефтепродуктов. Азотистые основания используют как дезинфицирующие средства, ингибиторы коррозии, сильные растворители, добавки к смазочным маслам и битумам.

В тяжелых нефтяных остатках, таких как мазут, гудрон, битум и т.д. содержатся смолисто-асфальтеновые вещества (САВ). В зависимости от качества нефти содержание САВ может меняться от долей процента до 45 % масс.. САВ представляют сложную многокомпонентную полидисперсную смесь высокомолекулярных углеводородов и гетеросоединений. Они включают в свой состав С, Н, S, N, О и металлы (например, V, Ni, Fe, Мо и др.) Выделение индивидуальных соединений САВ из нефтей сложно и их молекулярная структура точно не установлена.

# Классификации нефти

Существует несколько способов классификации нефти.

1) химическая классификация (по групповому составу нефти):

- метановая,
- нафтеновая,
- метано-нафтеновая,
- метано-нафтено-ароматическая
- ароматическая,

2) технологическая классификация нефти (нефть подразделяют на классы, типы, группы и виды)

Три класса по содержанию серы:

- малосернистая (I),
- сернистая (II),
- высокосернистая (III),

# Классификации нефти

Три типа по выходу фракций, выкипающих до 350 0С:

- Т1 – больше 45,0 %,
- Т2 – 30,0-44,9 %;
- Т3 – меньше 30,0 %,

Четыре группы по содержанию масел:

- М1 – больше 25 %,
- М2 – 15-24,9 %,
- М3 – меньше 15 %,

Три подгруппы по индексу вязкости масел(ИВ) :

- И1 – 85 и более
- И2 – 40-85
- И3 – меньше 40 ИВ

Три вида по содержанию парафина:

- П1 – малопарафинистая, (парафина меньше 1,5 %)
- П2 – парафинистая, (парафина 1,51- 6,0 %)
- П3 – высокопарафинистая (парафина больше 6,0 %)

После разделения нефти по всем критериям из обозначений класса, типа, группы, подгруппы и вида, которым соответствует данная нефть составляют шифр.

Пример: нефть высокосернистая содержание серы 5 % (Ш), выход светлых фракций меньше 30 % (Т3), содержание базовых масел 15-25 % (М2), индекс вязкости базовых масел больше 85, высокопарафинистая с содержанием парафина 8 % (П3)

Обозначение ШТ3М2П3



# Классификации нефти

3) классификация нефти по стандарту ГОСТ Р 51858-2002 (действует в настоящее время)

Согласно данному госту нефть по своим физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов подразделяют на классы, типы, группы и виды.

**Четыре класса по содержанию серы:**

- 1 малосернистая (до 0,60 %)
- 2 сернистая (0,61-1,80 %)
- 3 высокосернистая (1,81-3,50 %)
- 4 особо высокосернистая (больше 3,50 %).

**Пять типов по плотности** (если нефть идет на экспорт дополнительно определяют выход фракций и массовую долю парафинов):

- 0 (особо легкая) не более 830,0 кг/м<sup>3</sup>
- 1 (легкая) 830,1 – 850,0 кг/м<sup>3</sup>
- 2 (средняя) 850,1 – 870,0 кг/м<sup>3</sup>
- 3 (тяжелая) 870,1 – 890,0 кг/м<sup>3</sup>
- 4 (битуминозная) более 898,4 кг/м<sup>3</sup>

# Классификации нефти

## Три группы по степени подготовки нефти

- 1 (воды не более 0,5 % масс., концентрация хлористых солей не более 100 мг/дм<sup>3</sup>)
- 2 (воды не более 0,5 % масс., концентрация хлористых солей не более 300 мг/дм<sup>3</sup> )
- 3 (воды не более 1,0 % масс., концентрация хлористых солей не более 900 мг/дм<sup>3</sup>)

## Три вида по массовой доле сероводорода и легких меркаптанов

- 1 (массовая доля H<sub>2</sub>S не более 20 ppm, метил- и этилмеркаптанов в сумме не более 40 ppm)
- 2 (массовая доля H<sub>2</sub>S не более 50 ppm, метил- и этилмеркаптанов в сумме не более 60 ppm)
- 3 (массовая доля H<sub>2</sub>S не более 100 ppm, метил- и этилмеркаптанов в сумме не более 100 ppm)

Пример: нефть с массовой долей серы – 1,15 % (класс 2), плотность – 860,0 кг/м<sup>3</sup> (тип 2), концентрацией хлористых солей – 120 мг/дм<sup>3</sup>, массовой долей воды – 0,4 % (группа 2), при отсутствии сероводорода и меркаптанов (вид 1) обозначают **«2.2.2.1 ГОСТ Р 51858-2002»**

# Повышение нефтеотдачи или интенсификация

В настоящее время в разработке находится большое количество месторождений, представленных низко проницаемыми коллекторами или коллекторами с различной проницаемостью. Нагнетаемая в пласт вода прорывается к забоям добывающих скважин по высоко проницаемым прослоям и зонам, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых слоях и зонах пласта.

Можно выделить 3 этапа разработки залежи:

**Первый этап.** Разработка месторождения происходит на дарованном природой естественном режиме, используя упругую энергию пласта, энергию растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, потенциальную энергию гравитационных сил.

**Второй этап.** Реализуются искусственные методы, дополняющие естественную пластовую энергию и механизмы первичной добычи – методы поддержания пластового давления путем заводнения (в различных модификациях).

**Третий этап.** Повышение эффективности разработки месторождений предполагает применение методов увеличения нефтеотдачи, изменяющих природные силы залежи с целью увеличения конечной нефтеотдачи. При реализации этих методов применяют рабочие агенты, повышающие охват залежи разработкой и эффективность вытеснения остаточной нефти из пластов после извлечения из них нефти на первых двух этапах разработки

# Повышение нефтеотдачи или интенсификация

К методам увеличения нефтеотдачи (МУН) следует относить только методы, позволяющие повысить объем извлекаемой нефти, добываемой за счет дополнительного дренирования той части залежи, которая не охватывается разработкой при естественном режиме эксплуатации.

Методы стимуляции (воздействия на пласт) имеют цель интенсифицировать приток нефти из скважины, воздействуя на ограниченное пространство вблизи призабойной зоны пласта (ПЗП) или на некотором удалении от нее.

Все МУН можно условно разделить на 4 большие группы:

- 1) **физико-химические** (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.п.);
- 2) **газовые** (закачка УВ-газов, углекислого газа, азота, дымовых газов);
- 3) **тепловые** (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);
- 4) **микробиологические** (введение в пласт бактериальной продукции или ее стимуляция непосредственно в нефтяном пласте)

# Факторы, влияющие на нефтеотдачу

## **Геологические факторы**

- ✓ геологическая неоднородность залежей (эффективная толщина продуктивного пласта, песчанистость, расчлененность и их изменчивость)
- ✓ физико-химических характеристик пласта (пористость, проницаемость)

## **Технологические факторы**

- ✓ система разработки (количество добывающих и нагнетательных скважин, система их расположения)
- ✓ темп ввода залежи в разработку
- ✓ темп отбора нефти

# Коэффициент нефтеотдачи

Нефтеотдача зависит от множества факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с технологией извлечения нефти из пластов в целом.

$$K_{\text{нефт}} = K_{\text{выт}} * K_{\text{охв}} * K_{\text{зав}}$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти из пласта,  $K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата пласта разработкой,  $K_{\text{зав}}$  – коэффициент заводнения месторождения

**Коэффициентом вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ )** нефти водой называют отношение объема нефти, вытесненной водой из образца породы или модели пласта до полного обводнения получаемой продукции, к начальному объему нефти, содержащейся в образце породы или модели пласта:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{нн}}}{V_{\text{в}}}$$

где  $V_{\text{нн}}$  – начальный объем нефти,  $V_{\text{в}}$  – объем нефти, вытесненный каким-либо агентом из образца породы или модели пласта

# Коэффициент нефтеотдачи

**Коэффициент охвата пласта воздействием (Кохв.)** определяется как отношение объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему пласта

$$K_{охв} = \frac{V_{пп}}{V_n}$$

где  $V_{пп}$  – объем залежи, охваченный процессом вытеснения,  $V_n$  – начальный нефтесодержащий объем залежи

**Коэффициент заводнения (Кзав.)** зависит от большого числа факторов. Поэтому удобно представлять его в виде произведения целого ряда коэффициентов, учитывающих влияние того или иного фактора, оказывающего соответствующее воздействие на общий коэффициент охвата:

$$K_{зав} = K_{01} \times K_{02} \times K_{03} \times K_{04} \times K_{05}$$

где  $K_{01}$  – коэффициент охвата, учитывающий влияние неоднородности пласта по проницаемости,  $K_{02}$  – коэффициент охвата залежи, зависящий от сетки скважин, учитывающий прерывистость продуктивного пласта, то есть зональную неоднородность,  $K_{03}$  – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне стягивающего ряда скважин,  $K_{04}$  – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне разрезающего ряда скважин,  $K_{05}$  – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти на невыработанных участках залежи



# Коэффициент нефтеотдачи

Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется микро- и макронеоднородным характером их строения.

Если бы пористая среда пласта представляла собой систему трубок или каналов, не сообщающихся между собой, то при вытеснении нефти водой и газом газовой шапки практически можно было бы достигнуть почти полной нефтеотдачи.

**Микронеоднородный** и сложный характер строения порового пространства – причина прорыва воды и газа по отдельным каналам и образования водонефтегазовых смесей в пористой среде. Совместное же движение различных несмешивающихся фаз в пласте представляет собой сложный процесс, в котором капиллярные силы проявляются во много раз больше, чем при «поршневом» вытеснении нефти водой.

**Макронеоднородное** строение пластов – наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом

# Факторы влияющие на коэффициенты вытеснения нефти

## **Коэффициент охвата пластов заводнением**

1. Макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств).
2. Трещиноватость, кавернозность (тип коллектора).
3. Соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.

## **Коэффициент вытеснения нефти водой**

1. Микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость).
2. Смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды.
3. Межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой.

## **Коэффициент заводнения**

1. Расчлененность, прерывистость (монолитность), сбросы пластов.
2. Условия залегания нефти, газа и воды в пластах.
3. Размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания пластов.
4. Состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации.

# Факторы влияющие на коэффициенты вытеснения нефти

## **Управляемые факторы:**

1. размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания;
2. состояние призабойных зон пластов вследствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации;
3. соотношение вязкостей нефтей и вытесняющей воды;
4. межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой;
5. смачиваемость поверхности пор (гидрофильность, гидрофобность)

## **Неуправляемые факторы:**

1. расчлененность, прерывистость, сбросы пластов;
2. условия залегания нефти, газа и воды в пластах;
3. макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчиваемость свойств);
4. тип коллектора;
5. микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов, средняя проницаемость.

# Остаточная форма существования нефти

## **формы существования остаточной нефти:**

- ✓ капиллярно удержанная нефть;
- ✓ нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы породы;
- ✓ нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых вытесняющим агентов (водой, газом);
- ✓ нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
- ✓ нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых «экранов» (сбросы и другие непроницаемые перемычки)

# Нефтегазовые коллекторы

## **Терригенные коллекторы**

Породы–коллекторы терригенного типа состоят из зерен минералов и обломков пород разных размеров, схваченных цементом различного типа и состава. Обычно эти породы представлены в разной мере сцементированными песчаниками, алевролитами, а также смесью их с глинами и аргиллитами. Терригенные коллекторы характеризуются очень широким диапазоном фильтрационных свойств, их проницаемость изменяется от 0,1 мД до 5 Д, а пористость – от 12 до 26 %.

## **Карбонатные коллекторы**

Состоят в основном из известняков и доломитов. В отличие от терригенных, они характеризуются большим разнообразием структуры пустотного пространства, меньшей глинистостью. Формирование их емкостных свойств в первую очередь определяется трещиноватостью.

Проницаемость 300 – 1000 мД, пористость 20 – 35 % - **хорошо проницаемые**

Проницаемость 10 – 300 мД, пористость 12 – 20 % - **среднепроницаемые**

Проницаемость < 10 мД, пористость < 12 % - **низкопроницаемые**

# Нефтегазовые коллекторы

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пустот (пор). Различают общую (абсолютную) и открытую (взаимосвязанную) пористость. Коэффициенты общей ( $m$ ) и соответственно, открытой ( $m'$ ) пористости равны

$$m = V_{\text{пор}}/V_0, m' = V_{0.\text{пор}}/V_0,$$

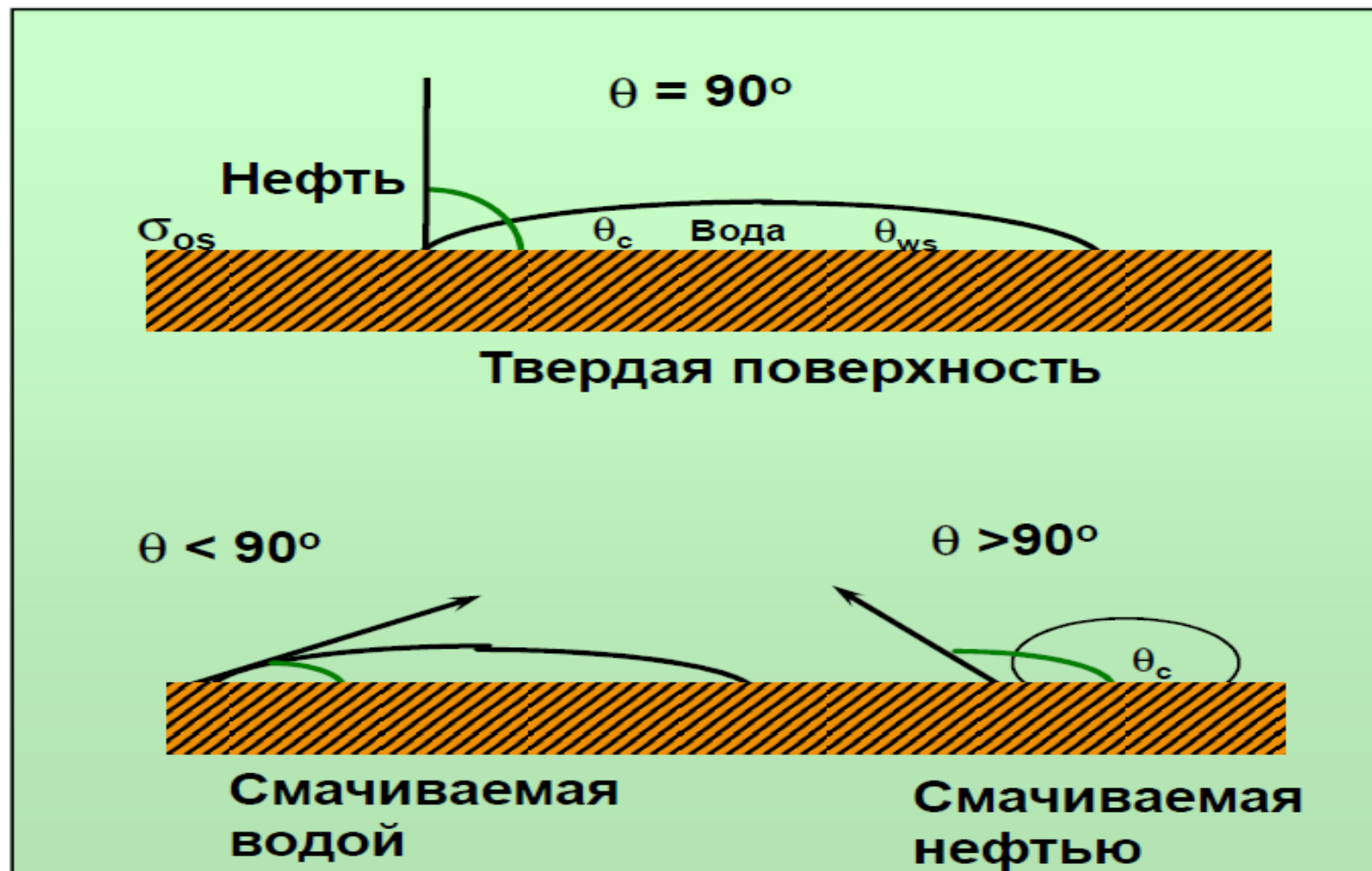
где  $V_{\text{пор}}$  – общий объем всех пустот породы, включая поры, каверны, трещины, связанные и не связанные между собой;

$V_{0.\text{пор}}$  – общий объем открытых, сообщающихся пор;

$V_0$  – объем породы

удельная поверхность пористой среды – отношение площади поверхности пор к объему или массе пористой среды

# Смачиваемость





# Трудноизвлекаемые запасы

- ✓ Проницаемость коллекторов меньше 50 мД;
- ✓ Нахождение запасов в зонах контакта нефть-вода (водонефтяных зонах) и в зоне контакта нефть-газ (газонефтяных зонах);
- ✓ Вязкость нефти в пластовых условиях более 30 мПа\*с;
- ✓ Газонасыщенность (более 500 м<sup>3</sup>/т), и извлечение запасов ограничено из-за предельного допустимого значения депрессии, не вызывающего необратимую деформацию горной породы;
- ✓ Присутствие агрессивных компонентов (сероводород, углекислый газ) в растворенном и/или свободном газе в количестве, требующем применения специального оборудования и технологии при бурении скважин и добыче нефти;
- ✓ Залегание пластов на глубинах более 4500 м;
- ✓ Аномальная пластовая температура 100 °С и выше;
- ✓ Минимальная разница между температурой застывания парафина и пластовой температурой;
- ✓ Выработка запасов нефти более чем на 65-75 % от начальных извлекаемых запасов нефти и обводненность продукции до 75-80 %

# Вытеснение нефти водой

Нефть и вытесняющий ее агент движутся одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как «поршни». Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережает нефть. При этом насыщение породы различными фазами, а, следовательно, и эффективная проницаемость для нефти и вытесняющих агентов, непрерывно изменяются. С увеличением водонасыщенности, например, до 50-60 %, увеличивается количество воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды. При этом нефть уже не вытесняется из пор, а скорее увлекается струей воды.

# Вытеснение нефти водой

В первой зоне, где водонасыщенность изменяется от  $S_{max}$  до  $S_{\phi}$ , на условном контуре вытеснения она плавно понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть. Второй участок (зона II) с большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от I – «вымывания» нефти к зоне III – движения чистой нефти. Эту зону принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров.



# Вытеснение нефти газом

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Разница главным образом количественная в связи с различной вязкостью воды и газа.

Вследствие небольшой вязкости газа «поршневое» вытеснение им нефти может происходить только при газонасыщенности породы, не превышающей **15 % от объема пор.** При увеличении газонасыщенности в потоке преобладает газ, и механизм вытеснения нефти будет заменяться механизмом увлечения ее струей газа. При газонасыщенности **>35 %** в пласте движется только один газ.

Методы поддержания пластового давления путем нагнетания в пласт воды или свободного газа, а также методы восполнения энергии в месторождениях с истощенными ее ресурсами (так называемые вторичные методы добычи нефти) не позволяют извлекать все запасы нефти.

# Поддержание пластового давления заводнением

Заводнение нефтяного пласта – это введение в нефтяной пласт воды через нагнетательные скважины для целей поддержания пластового давления при разработке залежи нефти.

Заводнение может быть

✓ **естественное**

✓ **искусственное**

Искусственное заводнение делится на:

**1) Законтурное заводнение.** Закачка воды производится через нагнетательные скважины, расположенные в законтурной части месторождения. Нагнетательные скважины бурят за пределами залежи, вблизи внешнего контура нефтеносности. Добывающие скважины располагают рядами. Применяется в том случае, если ширина ВНЗ небольшая, пласт обладает хорошими коллекторскими свойствами ( $k_{пор} - 12-17 \%$ ,  $K_{прн.} - 5$  мД). Пример – Туймазинское месторождение (Башкирия). Широкого распространения не получило.

# Поддержание пластового давления заводнением

- 2) Приконтурное заводнение.** Нагнетательные скважины располагаются внутри залежи, в непосредственной близости от внешнего контура нефтеносности. Применяется для разработки небольших залежей (ширина не более 5 км). Применяют вместо законтурного, если наблюдается снижение проницаемости в законтурной зоне. Нашло применение на Дмитровском месторождении (Куйбышевская обл).
- 3) Внутриконтурное заводнение.** Нагнетательные скважины располагаются в чисто нефтяной части пласта. Впервые нашло применение на Ромашкинском месторождении (Татарстан)

# Внутриконтурное заводнение

- 1) **Блочное заводнение** – нагнетательные скважины располагаются параллельными прямолинейными рядами, добывающие бурят рядами между нагнетательными. Таким образом, залежь может разрабатываться по блокам независимо друг от друга. Делятся по числу рядов добывающих скважин в блоке на
- ✓ **Однорядная система** – ряды нагнетательных и добывающих скважин чередуются, отношение скважин 1:1.
  - ✓ **Трехрядная система** – отношение числа добывающих скважин к нагнетательным 3 (добывающие): 1 (нагнетательные).
  - ✓ **Пятирядная система** – отношение числа добывающих скважин к нагнетательным 3 (добывающие): 1 (нагнетательные).

На практике применяют смешанные блоковые системы, когда нагнетательные ряды скважин располагают одновременно как в крест, так и параллельно

# Внутриконтурное заводнение

Преимущества блоковых систем:

1. В зависимости от коллекторских свойств применяют различную рядность:

- пятирядная система применяется – при высоких значениях  $K_{прн}$ , низкой вязкости, неоднородность и прерывистость пласта незначительные.

- однорядная система – низкие значения проницаемости, высокая вязкость.

2. Рядные системы в процессе освоения месторождения позволяют без проблем переходить от одной системы к другой.

3. Нет проблем по обустройству месторождения



# Внутриконтурное заводнение

2) **Площадное заводнение** – добывающие и нагнетательные скважины располагают по площади по геометрической сетке – квадратной или треугольной:

- ✓ **Пятиточечная система** – квадрат, в углах расположены добывающие скважины, а в центре – нагнетательная.
- ✓ **Семиточечная система** – шестиугольник, в углах добывающие скважины, в центре нагнетательная скважина.
- ✓ **Девятиточечная система** – восьмиугольник, в углах добывающие скважины, в центре нагнетательная скважина

Недостаток площадного заводнения – назначение скважин, их расположение определяют на стадии проектирования – когда особенности строения пласта до конца не выявлены. Как результат – не все скважины (нагнетательные) из проектного фонда реализуются

# Внутриконтурное заводнение

3) **Избирательное заводнение** – скважины под нагнетание воды выбирают после того, как площадь уже разбурена. Местоположение каждой нагнетательной скважины определяют конкретными особенностями строения продуктивного пласта. Такая система как избирательное заводнение применяется при разработке сильно неоднородных пластов.

4) **Очаговое заводнение** – нагнетательные скважины выбираются среди добывающих или пробуренных специально. Применяют в качестве вспомогательного способа для вовлечения в процесс разработки отдельной части пласта, не охваченной вытеснением.

# Циклическое заводнение

В 50-е годы было предложено циклическое заводнение, которое позволяет изменять направление фильтрационного потока.

**Механизм процесса.** Искусственно создается давление путем изменения объемов нагнетания воды, т.е. изменяя объем закачиваемой воды, можно повышать или понижать давление. При изменении давления в пласте, при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости, возникают перепады давления. При переносе фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления, нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. внедрению воды из заводненных зон в нефтенасыщенные.

# Циклическое заводнение

Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва и мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнения и др.). Он позволяет поддерживать уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением. **Метод более эффективен в случае повышенной неоднородности пластов, высоковязких нефтей и применения в первой трети основного периода разработки.** Возникновение перепадов давлений способствует внедрению воды из заводненных зон в нефтенасыщенные. Метод эффективен при неоднородности пластов. **Применение метода на поздней стадии разработки нецелесообразно.**

# Система подготовки воды для заводнения

- 1) Фильтрация – удаление механических примесей.
- 2) Удаление кислорода.
- 3) Химическая обработка воды (антибактериальная обработка).
- 4) Солевая обработка воды – чтобы была совместимость с пластовой.
- 5) Автоматизированная система за подготовкой и качеством воды.

Для очистки промышленных сточных вод применяются: отстаивание, коагуляция (процесс слипания коллоидных частиц в крупные) и фильтрация через песчаные фильтры

# Обводнение и методы борьбы с ним

Прорыв воды в добывающую скважину всегда приводит к снижению конечной нефтеотдачи пластов вследствие снижения пластового давления, т.е. пластовой энергии.

Многие залежи нефти приурочены к водонефтяным зонам, где из скважин с первых же дней эксплуатации отбирают обводненную продукцию.

Нарушение герметичности эксплуатационной колонны (ослабление резьбовых соединений, коррозионное разрушения, прожог электрическим током, механические повреждения труб при ремонтных работах, приводит к преждевременному обводнению нефтесодержащих пластов верхними водами, не участвующими в вытеснении нефти. Попадание их в скважину, с одной стороны, приводит к росту энергетических затрат на отбор из скважины посторонней воды, с другой стороны, эта вода, проникая в продуктивный пласт, ухудшает условия притока нефти из продуктивного пласта, снижает фазовую проницаемость для нефти.

# Борьба с преждевременным обводнением

- 1) Первый подход основан на **закачке в нагнетательные скважины** составов, образующих в пластовых условиях нерастворимую систему (осадок, гель), препятствующую движению воды. При закачке подобные составы в первую очередь поступают в наиболее проницаемые интервалы. Для этого может использоваться множество химических материалов – полимерные композиции, как в чистом виде, так и с наполнителями, волокнисто-дисперсные системы, резиновая крошка, жидкое стекло, вязкие нефти, нефтекислотные системы, кремнийорганические продукты и многие другие
- 2) Второй подход основан на **гидрофобизации пород** призабойных зон добывающих скважин. Это приводит к изменению фильтрационной способности для нефти и воды и таким образом в призабойной зоне образуется своего рода гидрофобная мембрана, **хорошо пропускающая нефть и плохо – воду**. Применение осадко- или гелеобразующих составов в добывающих скважинах малоэффективно и опасно из-за снижения проницаемости пласта. Применение **гидрофобизаторов** позволяет воздействовать на всю вскрытую перфорацией толщину пласта, негативного воздействия на фильтрацию нефти через ПЗП при этом не происходит.

# Критерии применимости МУН

- ✓ нефтенасыщенность пластов или степень их истощения, заводнения;
- ✓ свойства нефти и пластовой воды – вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, солей;
- ✓ коллектор и его свойства (песчаник, алевролит, известняк, проницаемость, смачиваемость, толщина, неоднородность, прерывистость, расчлененность, глубина, удельная поверхность, вещественный состав, глинистость, солевой состав);
- ✓ расположение и техническое состояние скважин;
- ✓ наличие материально-технических средств;
- ✓ цена на нефть;
- ✓ потребность в увеличении добычи нефти