

**Разработка  
низкопроницаемых  
коллекторов**

# Разработка низкопроницаемых коллекторов

1. Подавляющая доля трудноизвлекаемых запасов приурочена к низкопроницаемым коллекторам.
2. В свою очередь низкопроницаемые коллектора часто имеют тонкослоистое строение, которое характеризуется наличием глинистого цемента в продуктивном пласте.

# Разработка низкопроницаемых коллекторов тонкослоистого строения

- Месторождения: Рябчик (Самотлор), Ем-Еговская, Талинская, Каменная площади Красноленинского месторождения, Фаинское месторождение и т.д.

## Характеризуются:

- Переслаиванием большого числа песчано-слоистых пропластков
- Содержанием глинистого материала в продуктивных песчаных прослоях (объемная глинистость от 2 до 5%). Содержание глины от 8% и выше делает кварцевый песок непроницаемым.
- Низкой проницаемостью, слоистой неоднородностью, низкой продуктивностью (приемистостью).

# Разработка низкопроницаемых коллекторов

- Опыт разработки свидетельствует, что при заводнении не учитывается наличие **глинистых минералов** в продуктивном коллекторе. Это приводит к режиму разработки при истощении пластовой энергии – **приемистость нагнетательных скважин резко снижается во времени**. Это связано с разбуханием глинистых компонент при закачке в пласт пресных и сточных вод.
- При закачке пресных и сточных вод имеет место **адсорбция нефтяных компонент на поверхности глинистых минералов** в присутствии воды -ГИДРОФОБИЗАЦИЯ коллектора. Это приводит к увеличению пленочной остаточной нефти – **снижение КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ**.

# Разработка низкопроницаемых коллекторов

- Коллектора обладают низкими прочностными свойствами. При изменении эффективного давления наряду с упругими деформациями происходит разрушение глинистого цемента и попадание твердых взвешенных частиц (ТВЧ) в поток.
- Для предотвращения снижения приемистости возможно закачивание: пластовой воды или 5% раствора хлористого кальция.
- Необходима тонкая очистка воды от механических примесей. Соизмеримость размеров поровых каналов и ТВЧ является высокой (всего в 5-7 раз меньше размеров пор), что может привести к коагуляции сужений поровых каналов.

# Влияние техногенных процессов (деформационных)

Как отмечалось, низкопроницаемые коллектора обычно обладают низкими прочностными свойствами. При изменении эффективного давления наряду с упругими деформациями происходит разрушение глинистого цемента и попадание твердых взвешенных частиц (ТВЧ) в поток.

# Основные физические процессы, протекающие в ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

- 1) проникновение жидкости глушения и промывочной жидкости в процессе подземного ремонта и освоения скважины;
- 2) проникновение механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины;
- 3) деформация пород на забое скважины при бурении;
- 4) **снижение проницаемости и пористости при увеличении эффективного напряжения;**
- 5) снижение фазовой проницаемости по жидкости (нефти) при снижении забойного давления ниже давления насыщения пластовой нефти газом;
- 6) снижение фазовой проницаемости по нефти от водонасыщенности пласта при разработке месторождения (с использованием заводнения, в случае образования водяных конусов и др.);
- 7) **набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;**
- 8) выпадение и отложение асфальтено-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий.

# Зависимости проницаемости от эффективного давления

1. Степенная зависимость:

$$k = k_0 [1 - \alpha_k (p_0 - p)]^{n-1}$$

где - коэффициент изменения проницаемости;

$n$  - показатель степени равный 2, 3, 4, ... .

2. Полиномиальная:

$$k = k_0 \{ [1 - \alpha_{k1} (p_0 - p)] + [1 - \alpha_{k2} (p_0 - p)]^2 + [1 - \alpha_{k3} (p_0 - p)]^3 + \dots \}$$

где  $\alpha_{k1}, \alpha_{k2}, \alpha_{k3}$ , - коэффициенты, определяемые из экспериментов.

3. Экспоненциальная:

$$k(p) = k_0 \cdot e^{-\alpha_k (p_0 - p)}$$

где  $k_0$  - проницаемость системы при начальном пластовом давлении, мД;

$\alpha_k$  - коэффициент изменения проницаемости, 1/МПа;

4. «Двойная экспонента»

$$k(p) = k_0 \exp \left[ \frac{\alpha_0}{\eta} (1 - e^{\eta(p_0 - p)}) \right]$$

где  $k_0$  - проницаемость системы при начальном пластовом давлении;

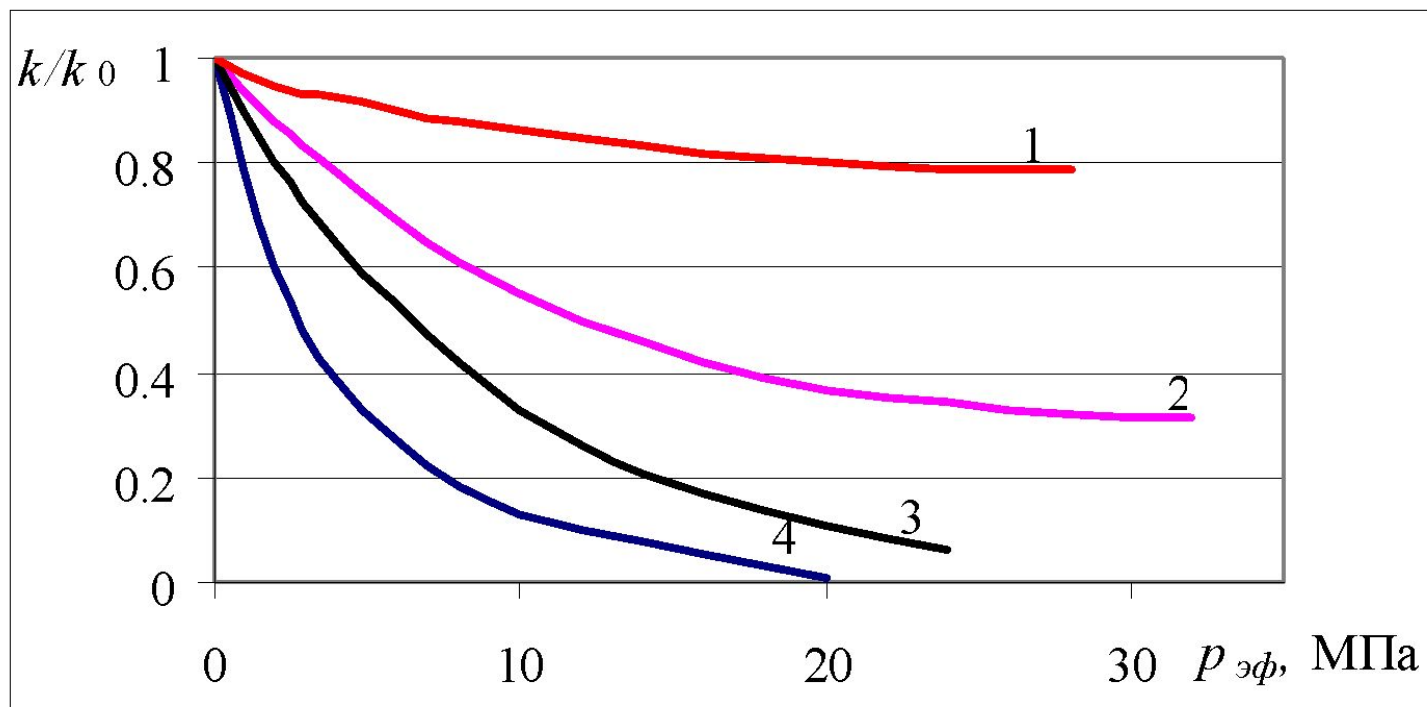
$\alpha_0$  - коэффициент изменения проницаемости при  $p_0$ , 1/МПа;

$\eta$  - коэффициент изменения коэффициента  $\alpha$ , 1/МПа, учитывает необратимые потери фильтрационно – емкостных свойств.

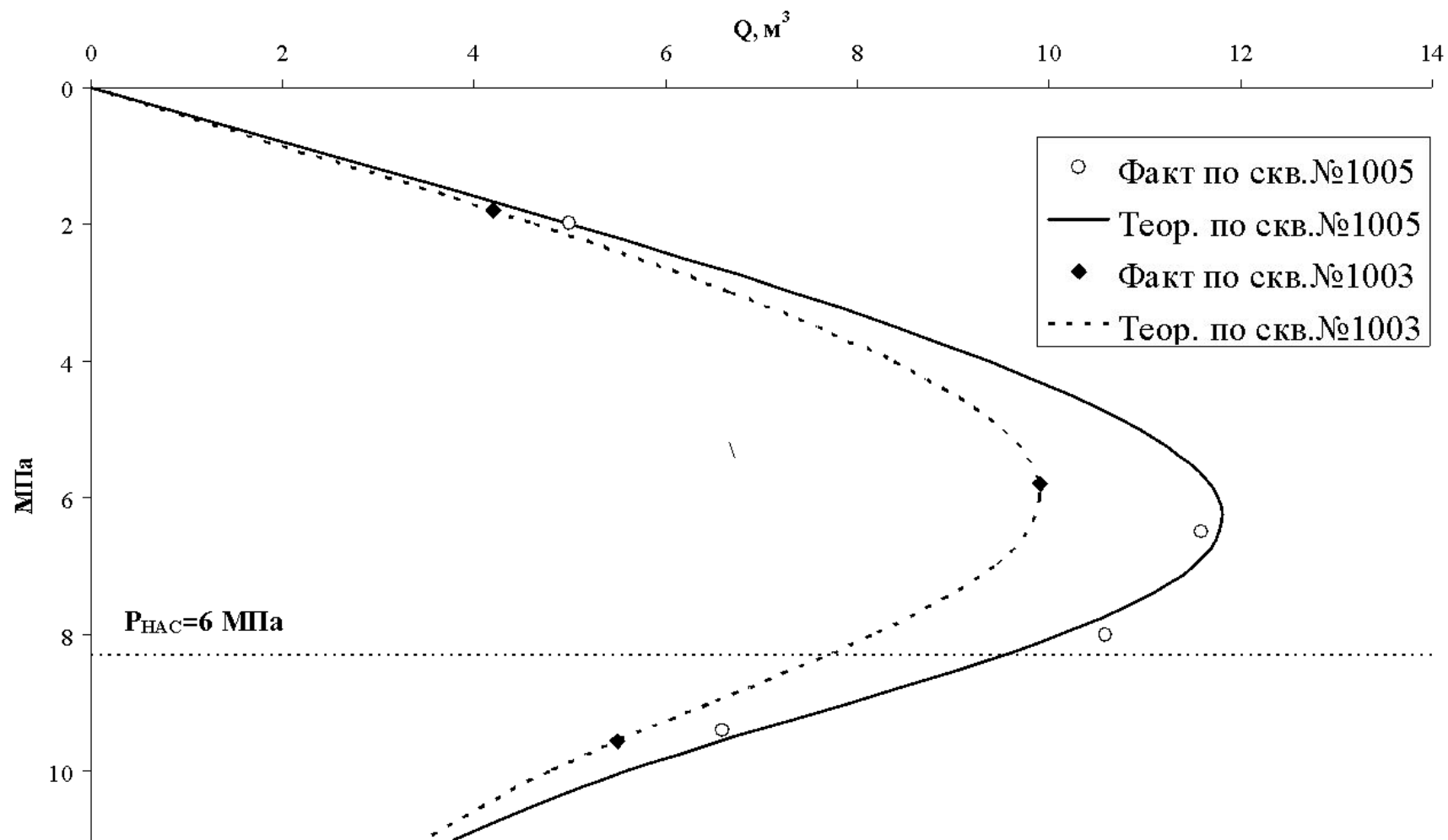


# Снижение проницаемости и пористости при увеличении эффективного напряжения

Результаты опытов изменения относительной проницаемости

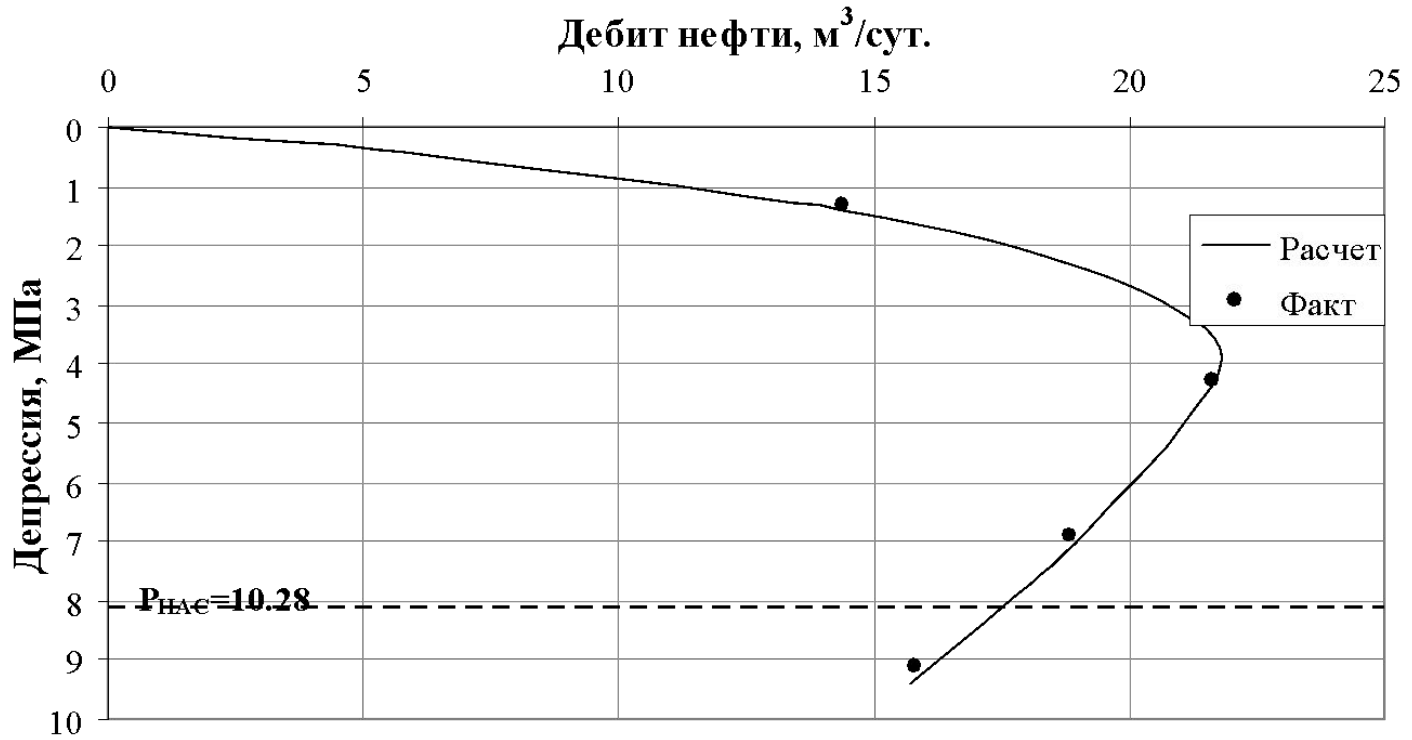


# Индикаторные диаграммы скважин пласта ВК1 **Каменной** **площади** Красноленинского месторождения



# Индикаторная диаграмма скв. № 39 пласта Фм Озерного месторождения

(Пермская область, Карбонатный пласт)



# Методы интенсификации

- Системы горизонтальных скважин.
- Гидравлический разрыв пласта
- Горизонтальные скважины с ГРП

**Газовые методы увеличения  
нефтеотдачи  
низкопроницаемых  
коллекторов**

# Газовые МУН

- **1. Основными причинами низкой эффективности** закачиваемого газа является его малая вязкость, которая в 10-15 раз ниже вязкости воды а, следовательно, его высокая подвижность, которая приводит к быстрому прорыву в добывающие скважины по высокопроницаемым слоям, резкому снижению дебитов скважин по нефти и низкому охвату пласта процессом вытеснения.
- **Смешивающее вытеснение** происходит в пласте при последовательном многоконтантном обмене компонентами между нефтью и газом. При этом нефть отдает часть компонентов газу, который становится обогащенным (коэффициенты вытеснения могут достигать значения 0,95 – 0,98).

# Газовые МУН

- При постоянной температуре существует такое минимальное давление, при котором газ может неограниченно растворяться в нефти, это давление называется давлением смешивания. Давление смешивания зависит от термобарических условий пласта и от состава нефти. Чем легче нефть и чем больше в ней ароматических углеводородов, тем меньше значение давления смешивания.
- Отрицательными факторами, влияющими на эффективность газовых методов, являются низкая плотность и вязкость газа, приводящих к вязкостной и гравитационной неустойчивостью. При применении газовых методов достигаются высокие значения коэффициента вытеснения при низких значениях коэффициента охвата.

# Газовые МУН

2. В заводненных пластах для доизвлечения остаточной нефти могут применяться методы, использующие рабочие агенты, которые способны растворяться в нефти, не образуя границу раздела между рабочим агентом и нефтью и сводящие до нуля поверхностные силы. К таким методам могут быть отнесены газовые методы увеличения нефтеотдачи.

## 3. Область применения газовых методов:

- - низкопроницаемый коллектор;
- - высокообводненные пласты;
- - глубокозалегающие пласты;
- - вязкие нефти;
- - подгазовые зоны.



# Классификация газовых методов

- Закачка углеводородных газов (сухой и обогащенный газ);
- Закачка неуглеводородных газов (диоксид углерода, азот, продукты сгорания);
- Водогазовое воздействие (последовательная, попеременная, совместная закачка).

# Закачка диоксида углерода ( $\text{CO}_2$ )

- Диоксид углерода растворяется в воде, что приводит к увеличению ее вязкости примерно на 30%. С увеличением минерализации воды растворимость в ней диоксида углерода снижается.
- При взаимодействии  $\text{CO}_2$  с водой образуется угольная кислота  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , которая может растворять некоторые виды цемента и карбонатные породы, что приводит к увеличению проницаемости.
- Диоксид углерода растворяется в нефти, что приводит к уменьшению ее вязкости, причем тем значительнее, чем больше начальная вязкость.
- Растворимость диоксида углерода в нефти приводит к увеличению объемного коэффициента нефти до 1,5 - 1,7.
- 5. На растворимость диоксида углерода в нефти влияет температура, давление и масса нефти (с уменьшением массы нефти растворимость  $\text{CO}_2$  увеличивается). Растворимость диоксида углерода в воде зависит от содержания солей, с увеличением солености воды растворимость газа снижается.

# Закачка диоксида углерода (CO<sub>2</sub>)

**6. При закачке в пласт диоксида углерода** применяются следующие технологии:

- - непрерывная закачка газа;
- - оторочка газообразного CO<sub>2</sub>;
- - оторочка жидкого CO<sub>2</sub> (до пластовой температуры 31°C);
- - циклическая закачка газа и воды (ВГВ).

**Механизм увеличения нефтеотдачи:**

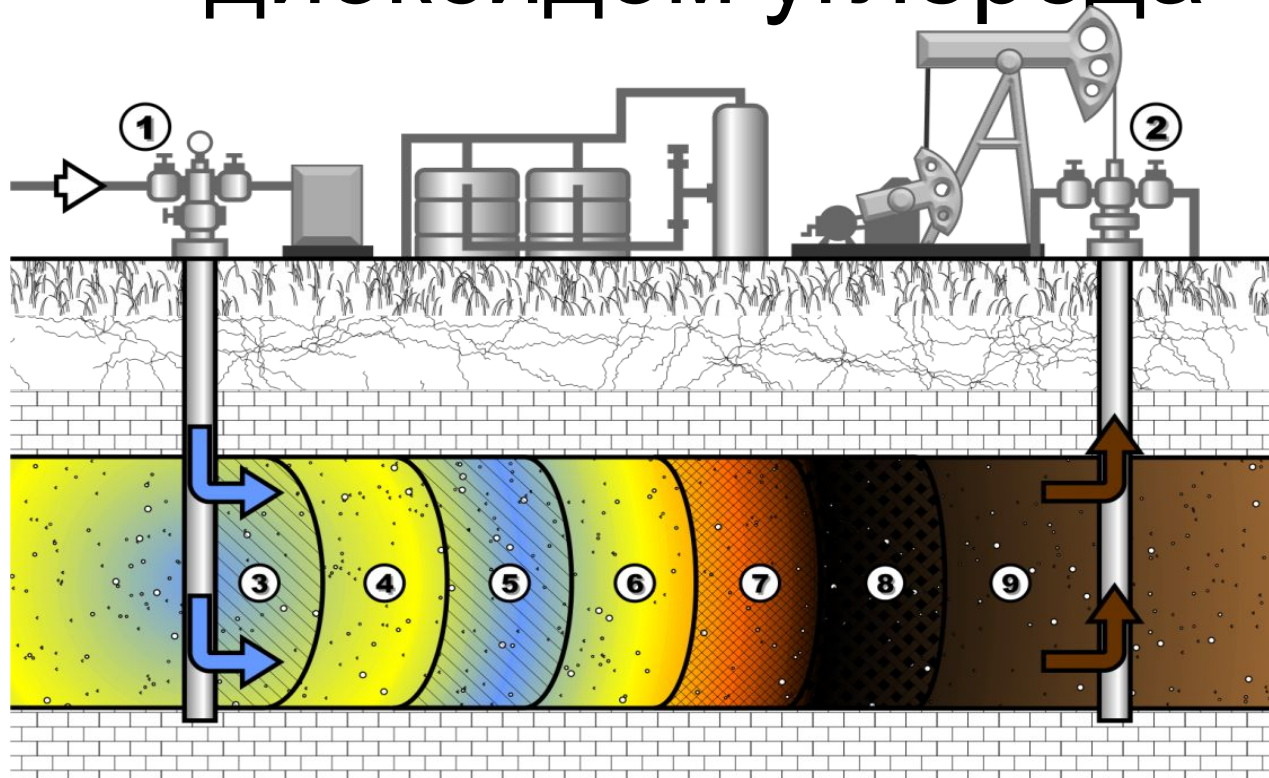
- Изменение вязкости нефти и воды (улучшение соотношения подвижностей);
- Увеличение объемного коэффициента нефти (объемное вытеснение);
- Снижение межфазного натяжения на границе нефть – вода (улучшение нефтеотмывающих свойств).

# Закачка диоксида углерода (CO<sub>2</sub>)

**К недостаткам метода можно отнести:**

- - снижение коэффициента охвата;
- - при неполной смешиваемости с нефтью в газовую фазу переходят легкие фракции углеводородов;
- - коррозия скважин;
- - проблемы утилизации газа.
- - осаждение асфальтенов в пористой среде (снижение приемистости).
- - отложение водонерастворимых солей.

# Схема вытеснения нефти диоксидом углерода



- 1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина;
- 3 – проталкивающая жидкость (вода); 4 – газ (CO<sub>2</sub>); 5 – вода; 6 – газ;
- 7 – зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта

# Критерии применимости закачки диоксида углерода

№	Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
1	Глубина залегания пласта	м	>1500
2	Тип коллектора		Терригенный Карбонатный (поровый)
3	Глинистость	%	<10
4	Толщина пласта	м	2.5 - 20
5	Пористость	%	10 - 35
6	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0.002 – 0.2
7	Нефтенасыщенность	%	>40
8	Пластовая температура	°С	10 - 120
9	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1 – 1000
10	Соленость пластовой воды	г/л	<350

# Закачка азота

- Полная смешиваемость азота с нефтью достигается при больших давлениях - более 35 МПа.
- Низкая растворимость: в легкой нефти растворимость азота равна 35-45 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, в тяжелой нефти – растворимость составляет 15 – 25 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.
- 
- **К основным недостаткам метода** можно отнести вязкостную и гравитационную неустойчивость. При совместном применении с ПАВ в пласте образуются двухфазные пены, снижающие фазовую подвижность газа. Вместо азота можно применять дымовые газы, которые на 80% состоят из азота.

# Критерии применимости закачки азота

№	Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
1	Глубина залегания пласта	м	2000 - 5200
2	Тип коллектора		Терригенный Карбонатный (поровый)
3	Пластовое давление	МПа	30 - 56
4	Толщина пласта	м	4.8 - 240
5	Пористость	%	4 - 33
6	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0.01 – 2
7	Нефтенасыщенность	%	-
8	Пластовая температура	°С	68 - 125
9	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1 – 10
10	Соленость пластовой воды	г/л	<350



# Закачка углеводородных газов ( $C_2 - C_4$ )

- При закачке газа высокого давления часть газа растворяется в нефти, а часть нефтяных компонентов испаряется в газовую фазу. Составы и свойства фаз меняются, в пласте образуется смесь углеводородов переменного состава.
- **Закачка сухого газа** – метана применяется на месторождениях с маловязкой нефтью. Давление нагнетания изменяется в пределах 25 – 45 МПа.
- **При закачке жирного газа** ( $C_4 - C_5$ ) – газ, содержит более 20% пропана, давление закачки должно превышать 15 МПа.
- **Добавка в сухой газ промежуточных углеводородов** позволяет получить обогащенный газ и достичь полного смешивания с нефтью при давлении от 10 до 20 МПа.
- Чем выше пластовое давление, тем более дешевый газ рекомендуется применять.

# Применение растворителей

- **Растворители** – это сложные углеводородные жидкости, состоящие из углеводородных газов, бензина, конденсата и т.д.

В качестве растворителя обычно используются пропан-бутановые смеси, доля которых в ШФЛУ составляет не менее 60%.

- На границах раздела нефть-растворитель и сухой газ-растворитель должно происходить неограниченное смешивание. Процесс вытеснения происходит без образования двухфазной области. Для выполнения этого условия углеводородные газы должны находиться в пластовых условиях в жидкой фазе. Значение пластовой температуры должно быть ниже значения критической температуры, а пластовое давление должно быть выше давления упругости пара закачиваемого углеводорода.

# Применение растворителей

- **Применение ШФЛУ** направлено на увеличения коэффициента вытеснения. Оторочка растворителя в основном состоит из пропана и бутана. Технология предусматривает закачку оторочки с последующим проталкиванием углеводородным газом. Объем оторочки составляет не менее  $0,05 V_{\text{пор}}$ .
- В области контакта с газом вязкая нефть, содержащая значительное количество природных ПАВ, “вспенивается”, т.е. происходит процесс насыщения газом, который находится в виде микропузырьков. В пласте формируется мелкодисперсная смесь. **Благодаря вспениванию нефти значительно снижаются силы поверхностного натяжения на границе газ-нефть и, следовательно, увеличивается коэффициент вытеснения.**

# Водогазовое воздействие (ВГВ)

- **Метод водогазового воздействия** предусматривает закачку в пласт в различных сочетаниях воды и газа. Газ может применяться как углеводородный, так и неуглеводородный. К первым технологиям водогазового воздействия относится карбонизированное заводнение – попеременная закачка диоксида углерода и воды.
- **Технологии водогазового воздействия:**
  - смешивающееся вытеснение;
  - несмешивающееся вытеснение;
  - попеременная закачка оторочек воды и газа;
  - сочетание ВГВ с пенообразующими

# Водогазовое воздействие (ВГВ)

- **Технологии по месту образования водогазовой смеси** можно разбить на три группы:
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси на устье скважины;
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в стволе скважины;
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в пласте.
  
- При реализации **метода водогазового воздействия** можно применять сухой (метановый) и обогащенный промежуточными компонентами ( $C_2$ - $C_6$ ) углеводородный газ, а также диоксид углерода ( $CO_2$ ), азот ( $N_2$ ), дымовые и другие газы или их смеси. При совместной закачке газ и вода нагнетаются в пласт, образуя водогазовую смесь.

# Водогазовое воздействие (ВГВ)

## Эффект от применения ВГВ:

- выравнивание профиля вытеснения;
- увеличение коэффициента охвата.

ВГВ обеспечивает увеличение коэффициента охвата по толщине при вытеснении нефти водой и уменьшение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении газом.

# Водогазовое воздействие (ВГВ)

Продолжительность эффекта от применения ВГВ связано с размерами и длительностью сохранения двухфазной области: вода и газ, которая обеспечивает проявление комбинированного эффекта.

**В гидрофильной среде** газ движется по наиболее крупным порам, в то время как вода будет стремиться занять более мелкие поры и вытеснить из них нефть.

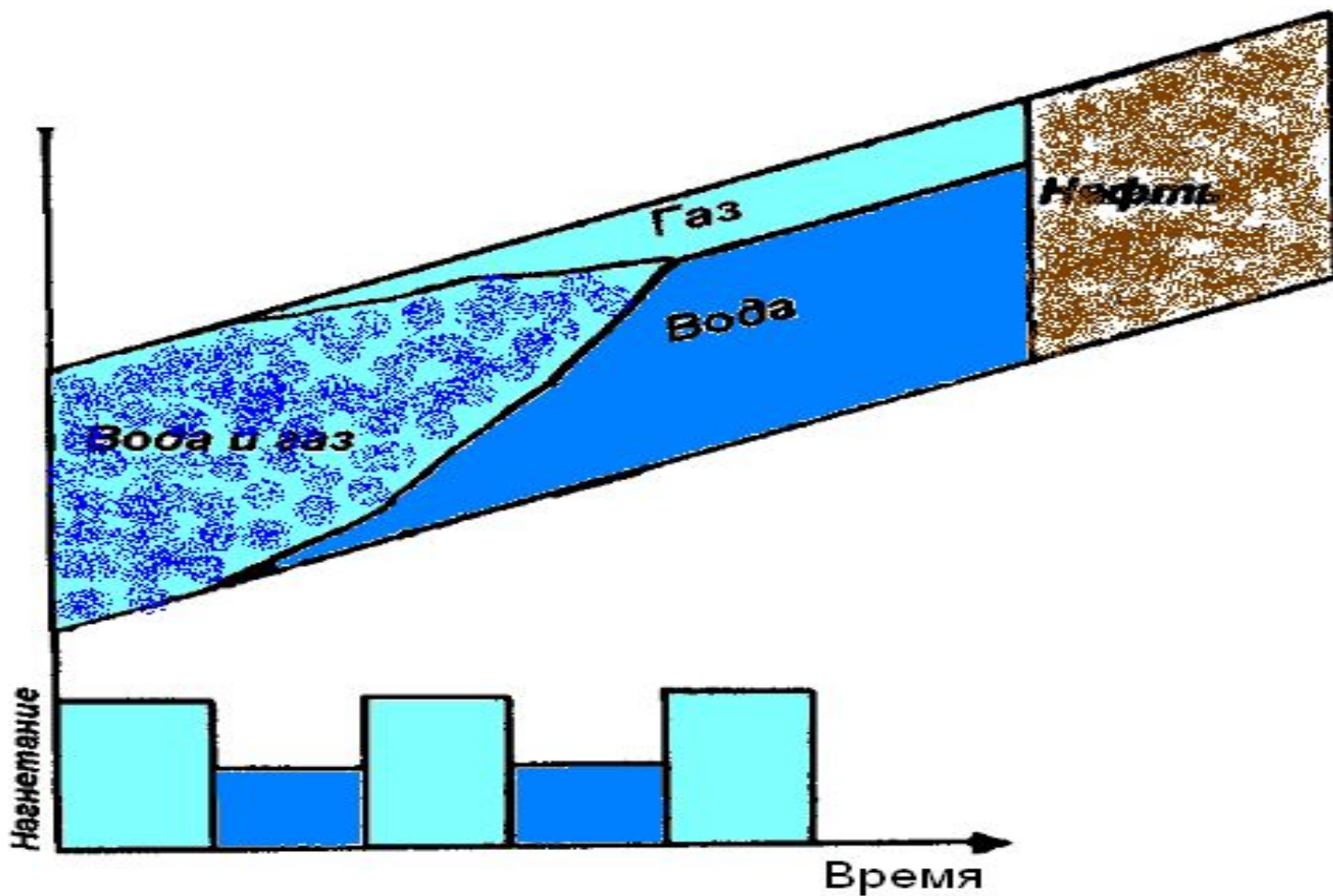
**При ВГВ должно быть обеспечено равномерное распределение газа по пласту, с тем, чтобы движение газа и воды шло с одинаковой скоростью.**

При реализации ВГВ необходимо контролировать подвижность газа, препятствуя формированию сплошной газовой фазы.

Газ должен находиться в виде микропузырьков, которые частично могут адсорбироваться на стенках поровых каналов и увеличивать подвижность нефти (эффект газовой смазки).

Наличие микропузырьков газа в воде приводит к увеличению ее вязкости, что также увеличивает коэффициент охвата.

# Принципиальная схема водогазового воздействия





# Водогазовое воздействие (ВГВ)

- **Механизм увеличения нефтеотдачи:**
- - уменьшение неоднородности фильтрационного потока, увеличение коэффициента охвата (по сравнению с газовыми методами) и коэффициента вытеснения (по сравнению с заводнением).

# Недостатки ВГВ

- **К основным недостаткам метода можно отнести:**
- - существенное уменьшение приемистости нагнетательных скважин, как по воде, так и по газу за счет снижения фазовой проницаемости в призабойной зоне. Для газа приемистость скважины сокращается в 8 – 10 раз, по воде – в 4 – 5 раз;
- - гравитационная сегрегация. Гравитационное разделение газа и воды в пласте может снижать эффективность вытеснения нефти и охвата пласта процессом на 10-20 % в зависимости от неоднородности пласта и соотношения вязкостей нефти и воды;
- - трудности в регулировании и контроле скорости фильтрации газовой фазы;
- - гидратообразование в призабойной зоне нагнетательных скважин (**Газовые гидраты** — кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа);
- - высокая стоимость компрессорного оборудования.

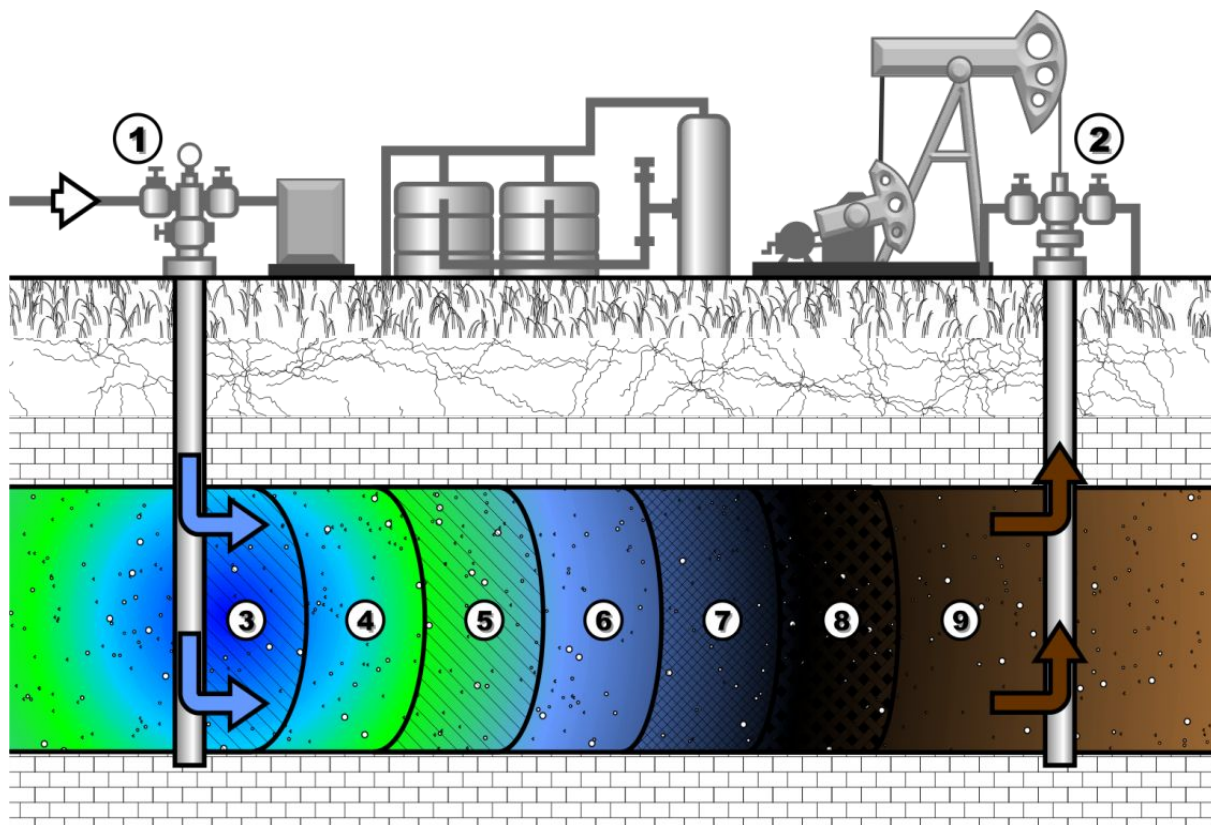
# Недостатки ВГВ

- При реализации метода ВГВ на месторождениях с высоковязкой нефтью, содержащей природные ПАВ, возможно образование пен (снижение приемистости скважин).

*Закачиваемая вода должна иметь температуру 50 – 60 °С.*

- Образование пены также приводит к улучшению условий вытеснения нефти водогазовой смесью за счет снижения фазовой проницаемости для газа и сохранения фазовой проницаемости для нефти, что приводит к улучшению соотношения подвижностей газа и воды.

# Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием



- 1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина;
- 3 – водогазовая зона; 4 – газ ( $\text{CO}_2$ ); 5 – водогазовая зона; 6 – газ;
- 7 – зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта

# Критерии применимости водогазового воздействия

№	Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
1	Глубина залегания пласта	м	>1800
2	Тип коллектора		Терригенный Карбонатный
3	Пластовое давление	МПа	15 - 18
4	Толщина пласта	м	2 - 19
5	Пористость	%	10 - 35
6	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0.02 – 0.8
7	Нефтенасыщенность	%	>40
8	Пластовая температура	°С	>50
9	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1 – 10
10	Содержание асфальто-смолистых веществ	%	<10

# Критерии применимости водогазового воздействия с пенообразованием

№	Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
1	Глубина залегания пласта	м	Нет ограничений
2	Тип коллектора		Терригенный Карбонатный
3	Пластовое давление	МПа	Нет ограничений
4	Толщина пласта	м	2 - 20
5	Пористость	%	10 - 35
6	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0.004 – 0.8
7	Нефтенасыщенность	%	>40
8	Пластовая температура	°С	<100
9	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	5 – 100

