

Методы повышения нефтеотдачи пластов

Хомяков Иван Сергеевич

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

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)

I группа – физико-химические МУН

По механизму воздействия химических реагентов на нефтяной пласт все физико-химические технологии повышения нефтеотдачи пластов можно разделить на три условные группы:

1. **Технологии по увеличению коэффициента вытеснения нефти** и, следовательно, доотмыву остаточной нефти. В результате применения технологии наблюдается повышение вязкости добываемой продукции и увеличение количества асфальто-смолистых веществ в нефти.
2. **Технологии по увеличению коэффициента охвата пласта заводнением.** Основной эффект методов ПНП заключается во включении в разработку пластов неохваченных заводнением.
3. **Технологии комбинированного воздействия** 1-й и/или 2-й группы с непосредственным воздействием на нефть

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Для повышения качества доотмыва остаточной нефти применяют химические реагенты, обладающие хорошей моющей способностью.

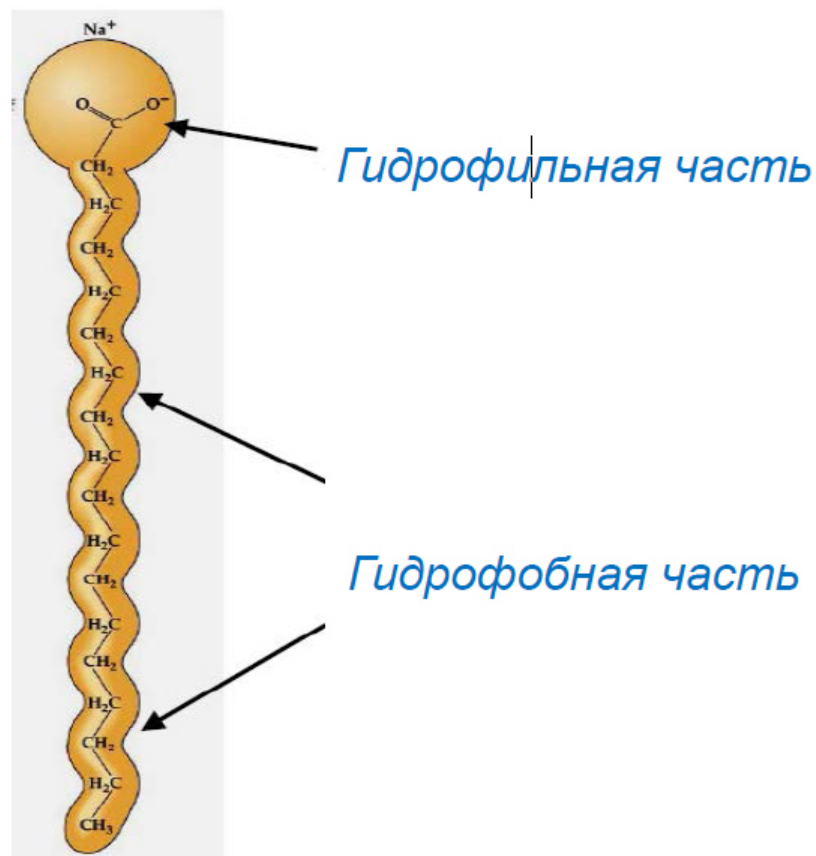
Все вещества можно разделить на 3 большие группы:

- 1) ПАВ – поверхностно активные вещества (химические соединения способные накапливаться на поверхности раздела фаз и вызывающие **снижение** поверхностного натяжения между веществами, образующими раздел фаз)
- 2) ПИВ – поверхностно инактивные вещества (химические соединения способные накапливаться на поверхности раздела фаз и вызывающие **повышение** поверхностного натяжения между веществами, образующими раздел фаз)
- 3) ПНВ – поверхностно неактивные вещества (химические соединения не проявляющие поверхностную активность)

ПАВ

Поверхностно-активными обычно называют вещества, присутствие которых в растворах уже при весьма малых концентрациях (десятые и сотые доли % масс.) приводит к резкому снижению поверхностного натяжения раздела фаз. Как правило, такие вещества имеют дифильное строение молекул, т.е. имеют полярную (гидрофильную) и неполярную (гидрофобную) часть.

Примером полярных групп могут служить $-\text{OH}$, $-\text{COOH}$, $-\text{NO}_2$, $-\text{NH}_2$, $-\text{CN}$, $-\text{OSO}_3$ и т.д. Неполярной частью молекулы обычно являются углеродные радикалы



ПАВ

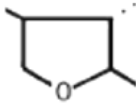
ПАВ:

- 1) Неионогенные (НПАВ) – в водном растворе не диссоциируют
- 2) Ионогенные (ИПАВ) – в водном растворе диссоциируют:
 - a) Катионоактивные (КПАВ)
 - b) Анионоактивные (АПАВ)
 - c) Амфотерные (амфолитные)

По растворимости:

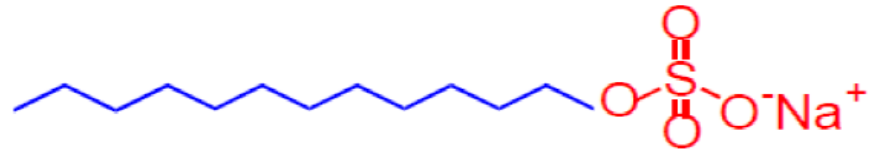
- 1) Водорастворимые ПАВ
- 2) Водомаслорастворимые ПАВ
- 3) Маслорастворимые ПАВ

ПАВ

Тип ПАВ	Примеры	Химическая структура
Анионный	Стеарат натрия	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{16}\text{COO}^-\text{Na}^+$
	Додецилсульфат натрия	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{SO}_4^-\text{Na}^+$
	Додецилбензолсульфонат натрия	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{C}_6\text{H}_4\text{SO}_3^-\text{Na}^+$
Катионный	Додециламмонийхлорид	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{NH}_3^+\text{Cl}^-$
	Додецилтриметиламмонийхлорид	$\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{N}^+(\text{CH}_3)_3\text{Cl}^-$
	Цетилтриметиламмонийбромид	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{15}\text{N}^+(\text{CH}_3)_3\text{Br}^-$
Неионогенный	Этоксильированный спирт	$\text{C}_n\text{H}_{2n+1}(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_m\text{OH}$
	Этоксильированный алкилфенол	$\text{C}_9\text{H}_{19}-\text{C}_6\text{H}_4-(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_n\text{OH}$
	Полисорбат-80	$\text{HO}(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_w$  $(\text{OC}_2\text{H}_4)_x\text{OH}$ $\text{CH}(\text{OC}_2\text{H}_4)_y\text{OH}$ $\text{CH}_2(\text{OC}_2\text{H}_4)_z\text{R}$ где $w + x + y + z = 20$; $\text{R} = (\text{C}_{17}\text{H}_{33})\text{COO}$
	Полиметилсилоксан, модифицированный этилен- и пропиленоксидом	$(\text{CH}_3)_3\text{SiO}((\text{CH}_3)_2\text{SiO})_x(\text{CH}_3\text{SiO})_y\text{Si}(\text{CH}_3)_3$ $\text{CH}_2\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O}(\text{EO})_m(\text{PO})_n\text{H}$ где EO — этиленоксидная группа; PO — пропиленоксидная группа
Цвиттерионный	Додецилбетаин	$\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{N}^+(\text{CH}_3)_2\text{CH}_2\text{COO}^-$
	Лаурамидопропилбетаин	$\text{C}_{11}\text{H}_{23}\text{CONH}(\text{CH}_2)_3\text{N}^+(\text{CH}_3)_2\text{CH}_2\text{COO}^-$
	Кокамидо-2-гидроксипропилсульфобетаин	$\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{CONH}(\text{CH}_2)_3\text{N}^+(\text{CH}_3)_2\text{CH}_2\text{CH}(\text{OH})\text{CH}_2\text{SO}_3^-$

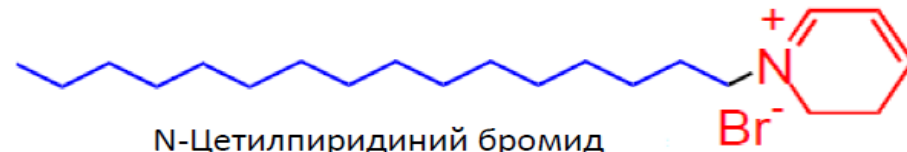
ПАВ

- Анионные



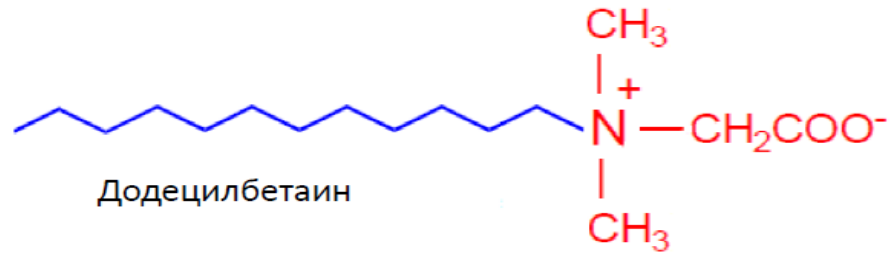
Додецилсульфат натрия

- Катионные



N-Цетилпиридиний бромид

- Цвиттерионные



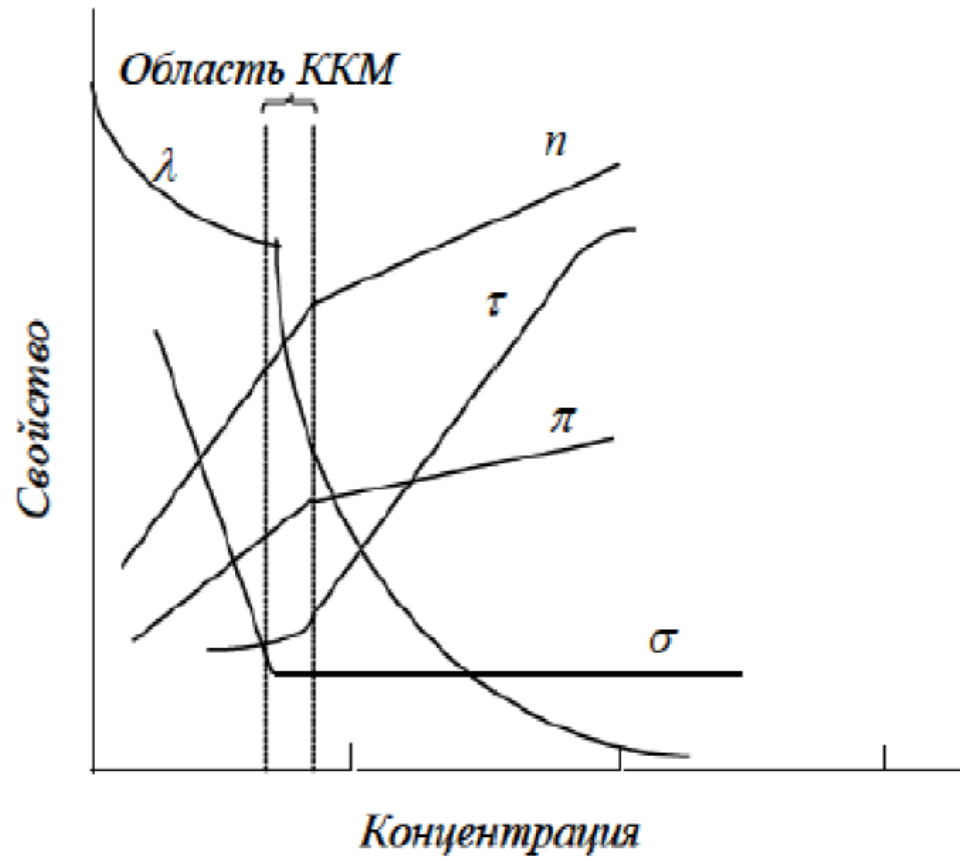
Додецилбетаин

- Неионогенные



Тетраоксиэтилен лауриловый эфир

ПАВ



τ - мутность,
 λ - эквивалентная электропроводность,
 σ - поверхностное натяжение,
 n - показатель преломления,
 π - осмотическое давление

ПАВ

Гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ) – количественная характеристика ПАВ. Отражает отношение между гидрофильными свойствами полярной группы и липофильными свойствами углеводородного радикала, зависящими от его размера.

ГЛБ	Растворимость ПАВ в воде	Область применения
3-6	Не растворим	Эмульгатор обратных эмульсий (в/м)
7-8	Диспергируется	Смачиватель
8-15	Раствор от опалесцирующего до прозрачного	Эмульгатор прямых эмульсий (м/в)
12-15	Прозрачный раствор	Моющее вещество
15-18	Прозрачный раствор	Солубилизатор

ПАВ

Факторы, влияющие на взаимодействие ПАВ с породой:

- ✓ Структура ПАВ
- ✓ Концентрация ПАВ
- ✓ Кинетика
- ✓ Состав поверхности пор
- ✓ Стабильность ПАВ
- ✓ Со-ПАВ
- ✓ Наличие электролитов и pH системы
- ✓ Температура
- ✓ Структура пор, шероховатость поверхности
- ✓ Структура пласта

ПАВ

Под действием сил молекулярного притяжения ПАВ выпадают из водного раствора и оседают на твердой поверхности пористой среды. Кварцевые песчаники и карбонаты обладают меньшей способностью адсорбировать ПАВ, чем алевролиты. В алевролитах адсорбция ПАВ в 5-6 раз выше, чем в кварцевых песчаниках. Адсорбция в нефтенасыщенных пластах выше, чем в водонасыщенных.

ПАВ будет гидрофилизировать или гидрофобизировать породу в зависимости от заряда породы и типа ПАВ.

Карбонатный коллектор заряжен (+)

Терригенный коллектор – при $\text{pH} > 2$ заряжен (-), при $\text{pH} < 2$ заряжен (+)

Например терригенный коллектор, **КПАВ** – при $\text{pH} > 2$ **гидрофобизатор**, при $\text{pH} < 2$ – **гидрофилизатор**

При температурах выше $110\text{ }^{\circ}\text{C}$ лучше применять амфолитные ПАВ

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Применение ПАВ

Воздействие растворов ПАВ улучшает реологические и фильтрационные характеристики добываемой нефти за счет снижения межфазного натяжения и повышения смачивающей способности. Кроме того, применение ПАВ в технологиях повышения нефтеотдачи пластов является предпочтительным с точки зрения сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов. Технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе ПАВ хорошо сочетается с обычным заводнением, не требует больших капитальных вложений, способствует устранению ряда осложнений в добыче нефти.

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Применение НПАВ/ПАВ

+ применения ПАВ:

- Снижение межфазного натяжения, что позволяет нефти и воде образовывать водонефтяные смеси, обладающие лучшими «поршневыми» вытесняющими свойствами
- Возможность доотмыва остаточной нефти в пленочном состоянии
- Возможность гидрофилизации породы,. Т .е.. Изменение фазовой проницаемости для пластовых флюидов

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Применение НПАВ/ПАВ

Чаще для вытеснения нефти заводнением применяют НПАВ. Доступные и промышленно широко используемые неионогенные ПАВ, применяемые для увеличения эффективности процессов вытеснения нефти обладают рядом серьезных недостатков:

- Потеря ПАВ за счет адсорбции на развитой поверхности породы. В зависимости от характера породы и свойств поверхности может происходить полная сорбция закачиваемого НПАВ, что увеличивает его расход и делает применение экономически необоснованным
- Водные растворы НПАВ характеризуются достаточно большим межфазным натяжением на границе с нефтью
- Высокая чувствительность к составу и свойствам пластовых вод (содержание кислорода, микроорганизмов и механических примесей, наличия электролитов и солей поливалентных металлов), которые могут снизить эффективность вследствие деструкции НПАВ или снижения его растворимости (высаждение НПАВ) раствора

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Применение НПАВ/ПАВ

Чаще для вытеснения нефти заводнением применяют НПАВ. Доступные и промышленно широко используемые неионогенные ПАВ, применяемые для увеличения эффективности процессов вытеснения нефти обладают рядом серьезных недостатков:

- Недостаточная стабильность ПАВ, возможность их деструкции под воздействием различных факторов, например, повышенной температуры или агрессивной среды.
- невозможность использования НПАВ для глубокозалегающих пластов, имеющих температуру более 90 °С, т.к. растворимость большинства НПАВ с увеличением температуры уменьшается
- слабая биоразлагаемость НПАВ, повышенная способность загрязнения окружающей среды

Для нивелирования негативных свойств можно использовать закачку ПАВ совместно с реагентами-стабилизаторами, которые ингибируют отрицательное воздействие на НПАВ.

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Применение малорастворимых в воде ПАВ (маслорастворимых ПАВ)

Реагент используется в виде водной дисперсии чистого маслорастворимого ПАВ, но чаще ПАВ в углеводородном растворителе, с концентрацией не более 10% масс. Стабилизация эмульсии осуществляется самим ПАВ (то есть ПАВ является эмульгатором, стабилизатором и диспергируемым веществом). Дисперсия обладает свойствами неньютоновской жидкости и при старении проявляется эффект увеличения вязкости, связанный с внутренней реорганизацией структуры. Дисперсия маслорастворимого ПАВ после закачки в пласт постепенно адаптируется к пластовым условиям. Избыточное количество ПАВ переходит на границу раздела фаз остаточная нефть – вода, снижая поверхностное натяжение на границе раздела фаз. Это приводит к образованию водонефтяных смесей с хорошими вытесняющими свойствами. Вязкость таких смесей близка к вязкости нефти и меняется с включением в свой состав нефти и воды. При увеличении содержания нефти свыше 10-15 % эта эмульсия с дальнейшим набором нефти уменьшает вязкость, и, наоборот, с набором воды вязкость ее значительно растет. Это позволяет увеличить фильтрационное сопротивление (снизить подвижность системы) и поддерживать эту величину длительное время.

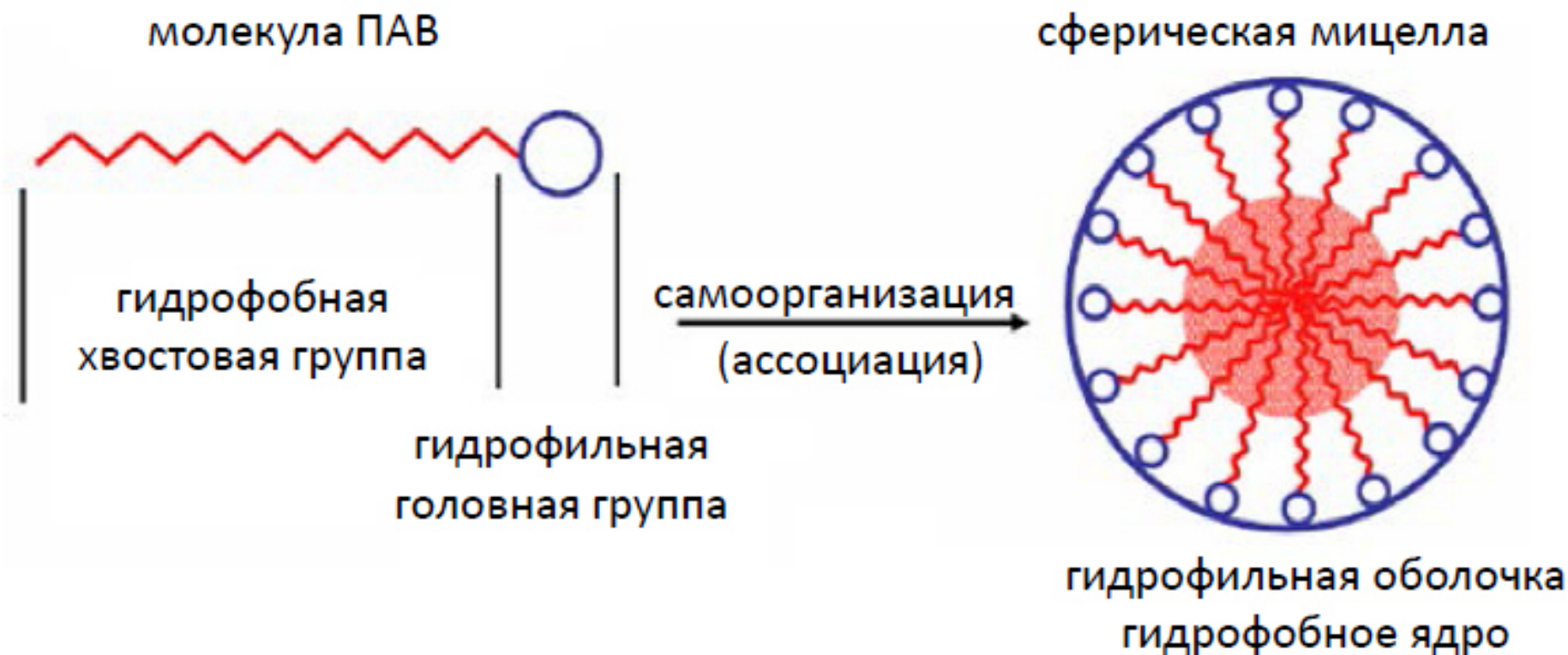
Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Мицеллярные растворы

Мицеллярные растворы – растворы ПАВ, в которых крупные молекулярные (ионные) ассоциаты (мицеллы) находятся в термодинамическом равновесии с неассоциированными молекулами (ионами). Такие мицеллы **существуют в определённом для каждого ПАВ интервале температур и концентраций**. В мицеллярных растворах с высокополярной, обычно водной, растворяющей (дисперсионной) средой внутренняя часть мицелл образует гидрофобные, а внешний слой – гидрофильные группы, в случае неполярных углеводородных сред внутри мицелл сосредоточены гидрофильные группы, снаружи – гидрофобные.

Мицеллярные растворы обладают способностью солубилизировать в себя воду и (или) нефть, снижая поверхностное натяжение на границе контакта фаз до сверхнизких значений и создавая тем самым условия хорошего смешивания. Тип мицеллярного раствора может меняться при вытеснении в результате инверсии, обусловленной, например, различным содержанием мицелл в растворах и пластовых водах. Вытеснение нефти осуществляется закачкой какого-либо объема мицеллярного раствора и образования в пласте оторочки, которая проталкивается оторочкой водного раствора полимера, а затем обычной водой.

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения



Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Мицеллярные растворы

плюсы:

- Снижение поверхностного натяжения до сверхнизких значений (до сотых долей мН/м)
- Теоретическая (лабораторная) возможность вытеснения нефти до 98 % (при оторочке 5% от порового объема) и до 80 % (при оторочке 2,5% от порового объема)
- Солубилизирование в себе различных веществ (в зависимости от направленности мицеллы)

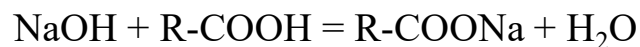
минусы:

- Большой расход дорогих химических реагентов.
- Невозможность использования воды, которая отделяется от продукции добывающих скважин для обратной закачки в нагнетательные скважины.
- Плотность сетки. При промышленном внедрении мицеллярного заводнения плотность сетки должна быть невысокой (меньше 500 м), т.к. вероятность разрушения закачиваемой оторочки с увеличением расстояния возрастает
- Возможность инверсии мицеллы, и как следствие, потеря необходимых вытесняющих свойств
- Узкий диапазон устойчивости при определенной температуре и давлении (разрушение при температурах выше 65 °С)
- При содержании хлоридов более 15 г/л потеря нефтевытесняющих свойств

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Щелочное заводнение:

Принцип действия основан на закачке щелочных агентов (вещества водный раствор которых обладает щелочной средой) в пласт. Обычно используют карбонаты и гидрокарбонаты. При контакте с нефтяными кислотами образуются ПАВ:



плюсы:

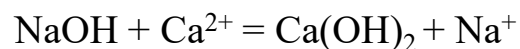
- ПАВы образуются непосредственно на границе контакта вода-нефть, т.е. уменьшается вероятность поглощения ПАВов породой во время закачки
- Относительно дешевая стоимость (по сравнению с заводнением ПАВами)

Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Щелочное заводнение:

минусы:

- Для эффективности метода необходимо наличие большого количества нефтекислот
- Нейтрализация рабочего раствора при наличии побочных кислотных соединений (углекислый газ и сероводород)
- Возможность выпадения осадков гидроксида кальция и магния ($\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$):

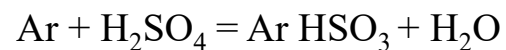


Технологии по увеличению коэффициента вытеснения

Вытеснение раствором серной кислоты H_2SO_4 :

минусы:

- Наличие большого количества ароматических углеводородов

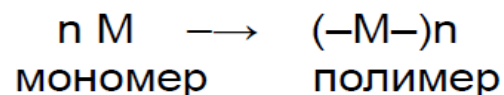


- Повышенная коррозия

Технологии по увеличению коэффициента охвата

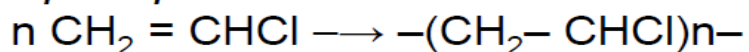
Полимеры – это высокомолекулярные вещества, построенные из повторяющихся групп атомов одного или нескольких типов, соединенных между собой химическими или координационными связями в длинные линейные или разветвленные цепи (греч. πολύ- — много; μέρος — часть: “много частей (сегментов)”)

Схема получения полимера :

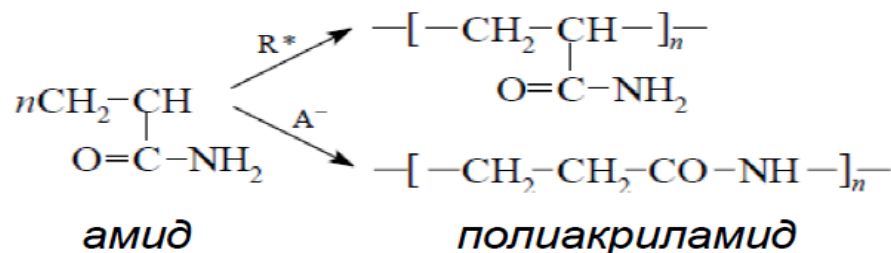


($n = 10\text{--}100$ – олигомеры, $n > 100$ – полимеры)

Пример:



винилхлорид поливинилхлорид



Технологии по увеличению коэффициента охвата

Изменение соотношения вязкости нефти и вытесняющего флюида может улучшить и повысить коэффициент нефтеотдачи. Коэффициент охвата пласта повышается путем увеличения вязкости закачиваемых флюидов

Полимеры

Основное свойство полимеров заключается в загущении воды. При концентрации до 0.1 % вязкость увеличивается до 3-4 мПа·с. Это приводит к стабилизации фронта вытеснения и предотвращению преждевременного прорыва воды из нагнетательных скважин в добывающие. Полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров из раствора на поверхности пористой среды, что приводит к сужению каналов и ухудшению фильтрации через них воды.

- Вязкость (реологические характеристики)
- Способность адсорбироваться на породе
- Способность создавать дополнительное фильтрационное сопротивление при течении в пористой среде

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Полимеры

Полимерный раствор поступает сначала в высокопроницаемые участки, т.к. обладает большей вязкостью по сравнению с водой. Т.е. за счет двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением. Полимерный раствор относится к классу **неньютоновских жидкостей** (жидкость, при течении которой её вязкость зависит от градиента скорости): пропускная способность пористой среды для водного раствора полимера уменьшается гораздо сильнее, чем увеличивается его вязкость по сравнению с водой. Этот эффект называется «фактор сопротивления».

Для регулирования подвижности преимущественно используются такие водорастворимые полимеры, как биополимеры ксантановой кислоты и **полиакриламиды**. Ксантановые смолы лучше загущают жесткую воду, а полиакриламиды более стабильны в щелочных условиях.

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Полимеры

Критерии применимости полимерного заводнения:

- Коллектор песчаник
- проницаемость не ниже 40 мД
- температура не выше 93°C
- вязкость нефти в пластовых условиях не выше 40 мПа·с
- КВЧ в минерализованных пластовых водах не выше 10 %.

Предпочтение отдается однородным пластам, характеризующимся более равномерным характером течения. При закачке полимерного раствора низкая проницаемость может стать причиной затруднений, связанных с приемистостью. Карбонатных коллекторов следует избегать из-за неоднородности и низкой проницаемости скелета породы

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Полимеры

Оптимальная концентрация полимера в растворе составляет от 0,01 до 0,15 % масс., объем оторочек составляет порядка 20 – 50 % порового объема пласта. Размер оторочки, концентрация раствора и тип полимера должны выбираться, исходя из неоднородности пласта и солевого состава пластовой воды. При перемешивании полимерных растворов с пластовой минерализованной водой происходит разрушение структуры раствора и снижение вязкости.

Деструкция:

- Химическая деструкция (взаимодействие полимеров с кислородом и ионами железа)
- Термическая деструкция (при температуре выше 90 °С, а в сильно минерализованной пластовой воде – выше 70 °С)
- Механическая деструкция (при высоких скоростях сдвига, т.е. при движении растворов полимеров по трубам, насосам и в призабойной зоне пласта)
- Термоокислительная деструкция (воздействие температуры в присутствии ионов железа (II))
- Биологическая деструкция

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Полимеры

Плюсы:

- Увеличение охвата залежи
- Выравнивание фильтрационных потоков пластовых флюидов
- Уменьшение обводненности продукции

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Полимеры

Минусы:

- резкое снижение приемистости нагнетательных скважин из-за резкого роста вязкости в призабойных зонах;
- невозможность использования полимеров для глубокозалегающих пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами и имеющих высокую температуру (более 90 °C);
- незначительный эффект от закачки полимеров в пласт с маловязкой нефтью;
- малая эффективность на поздних стадиях разработки (из-за высокой обводненности продукции);
- незначительный эффект для пластов с большим содержанием солей

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Простые эфиры целлюлозы (ПЭЦ)

Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием составов на основе экологически безвредных ПЭЦ: карбоксиметилцеллюлоза, метилцеллюлоза, этилцеллюлоза, а также метилгидроксипропилцеллюлоза, оксипропилцеллюлоза и др.

Водные растворы ПЭЦ обладают эмульгирующей, связывающей, смачивающей и адгезионной способностями, имеют вязкость от 4 до 300 мПа·с. Для заводнения используется водная дисперсия ПЭЦ. В пласте под действием температуры, изменения рН, ионов металлов, содержащихся в пластовой воде, происходит увеличение вязкости растворов ПЭЦ, вплоть до образования гелеобразных структур различной степени подвижности. Добавление в раствор поливалентных металлов, обладающих «сшивающим» действием, позволяет целенаправленно регулировать свойства раствора. Например, растворы метилцеллюлозы образуют гелеобразные структуры при температуре 65-70 °С. При добавлении поливалентных металлов температура гелеобразования уменьшается до 32-35 °С

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Простые эфиры целлюлозы (ПЭЦ)

В результате образования малоподвижных и неподвижных гелей происходит изолирование промытых зон пласта, и направление закачиваемой воды в зоны, до этого слабо охваченные воздействием. Благодаря закачке довольно больших объемов растворов целлюлозы (2000 м³ и более) перераспределение фильтрационных потоков происходит не только в призабойной зоне скважины, но и на достаточно большом удалении от скважины.

Плюсы:

- Можно использовать на при обводненности продукции до 98 %
- Экологически безвредны

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Волокнисто-дисперсные системы (ВДС)

Технология повышения нефтеотдачи высокообводненных пластов с применением ВДС заключается в последовательно-чередующейся закачке в пласт через нагнетательные скважины водных суспензий древесной муки (диаметр частиц не более 1,5 мм) и глины. За счет сил физического взаимодействия между ними возникает структурированная система, способная заметно повышать фильтрационное сопротивление высокопроницаемых зон пласта. Это приводит к перераспределению фильтрационных потоков с подключением в активную разработку слабодренируемых низкопроницаемых пропластков, что увеличивает охват пласта воздействием. Обычно применяют ВДС с концентрацией не более 1,5 % масс. из-за резкого увеличения вязкости системы

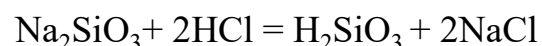
Плюсы:

- Дешевая цена
- На прочность систем мало влияет температура и минерализация воды
- Экологически безвредны

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Гелеобразующая композиция на основе силиката натрия

В результате взаимодействия силиката натрия с соляной кислотой образуется гель кремневой кислоты по схеме:



Требования к гелеобразующему раствору:

- Однородность и стабильность в интервале температур 20-90 °С не менее 6 ч
- Вязкость гелеобразующего раствора при 25 °С 1,0-10,0 мПа-с
- Состав воды для приготовления: пресная или минерализованная вода
- Время начала гелеобразования:
при 20-40 °С не менее 12 ч
при 70-90 °С не менее 6ч
- Образование геля во всем объеме и стабильность в течение не менее 6 месяцев.
- Прочность (напряжение разрушения) геля не менее 20 Па.
- Минимальный градиент давления разрушения геля, не менее 0,3 МПа/м

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Гелеобразующая композиция на основе силиката натрия

Характеристики геля существенно зависят от pH (концентрации HCl), концентрации силиката натрия, температуры, общей минерализации и химического состава воды.

С увеличением температуры прочность силикатного геля возрастает, при этом, чем меньше концентрация HCl в растворе, тем большее влияние оказывает температура на прочность гелей. Например, при концентрации HCl, равной 0,55 %, прочность силикатного геля с повышением температуры на 10 °C (с 70 до 80 °C) возрастает почти в 10 раз (с 2,5 до 22,0 Па), а при концентрации HCl, равной 0,7 %, прочность геля возрастает в 1,5 раза (с 30 до 45 Па).

Плюсы:

- прочностью образующегося геля
- достаточно низкая стоимость реагентов
- легкость приготовления раствора

Технологии по увеличению коэффициента охвата

Вязкоупругая система на основе полиакриламида (ПАА)

ПАА сшивается с помощью поливалентного металла для увеличения прочностных свойств. Для сшивки обычно используются алюминий и хром (ацетат хрома и алюмо(хромо)каливые квасцы. Несмотря на токсичность для сшивки ПАА лучше использовать хром, т.к. он обладает большей сшивающей способностью и наименьшую каталитическую активность по отношению к окислительной деструкции. Для месторождений Западной Сибири оптимальной концентрацией ПАА считается 0,15 – 0,17 % масс.

Для эффективного применения сшитых полимерных составов для выравнивания фронта заводнения в послойно неоднородных пластах необходимо наличие непроницаемых глинистых перемычек.

Плюсы:

- Технологии на основе порошка ПАА легко можно применять в зимнее время
- Технология проста в исполнении (не требуется специального оборудования)
- ПАА не оказывает негативного воздействия на процессы сбора и подготовки нефти

Технологии комбинированного воздействия

Совместное применение ПАА + ПАВ:

При вытеснении нефти растворами ПАА на минерализованной воде с применением НПАВ происходит перераспределение молекул ПАВ между водной и нефтяной фазами (коэффициент распределения зависит от химической структуры ПАВ), что улучшает реологические свойства остаточной нефти и ее подвижность. С другой стороны, оставшейся в водной фазе НПАВ, взаимодействуя с ПАА, провоцирует повышение реологических свойств фильтрующегося через нефтенасыщенную породу раствора, что приводит к дополнительному уменьшению соотношения подвижности между нефтяной и водной фазами.

Растворы ПАВ:

- 1) уменьшают фазовую проницаемость для воды
- 2) улучшают смачиваемость породы вытесняющей водой
- 3) уменьшают адсорбцию ПАА на породе
- 4) снижают поверхностное натяжение на границе раздела «нефть-вода».
- 5) стабилизирующее действие на растворы ПАА (защита против агрессивных ионов сточной минерализованной воды)

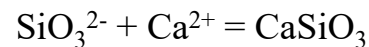
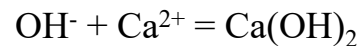
Технологии комбинированного воздействия

Силикатно-щелочное заводнение (СЩЗ):

Для приготовления щелочных растворов можно использовать:

- ✓ едкий натр (каустическая сода) NaOH ,
- ✓ углекислый натрий (кальцинированная сода) Na_2CO_3 ,
- ✓ гидрат окиси аммония (аммиачная вода) NH_4OH ,
- ✓ силикат натрия (растворимое стекло) Na_2SiO_3 .

Наиболее активными считаются едкий натр и силикат натрия. Щелочные растворы закачиваются в виде оторочек размером 10-25 % от объема пор пласта. Осадок образуется за счет химической реакции закачиваемого раствора с солями кальция и магния, содержащимися в вытесняющей сточной воде.



Осадок CaSiO_3 по природе является коллоидным и способен значительно снизить проницаемость обводненного пласта до 10 и более раз, а осадки гидроокисей Mg и Ca снижают проницаемость лишь в 1,5-2 раза.

Технологии комбинированного воздействия

Силикатно-щелочное заводнение (СЩЗ):

Основная модификация СЩЗ включает закачку разделительных оторочек пресной воды и раствора (смеси гидроксида натрия, жидкого стекла, ПАА).

Отсорочки реагентов закачиваются в следующей последовательности:

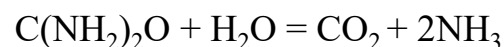
- 1) Сточная минерализованная вода, нагнетаемая для ППД.
- 2) Разделительная оторочка пресной воды.
- 3) Отсорочка раствора гидроксида натрия и жидкого стекла.
- 4) Разделительная оторочка пресной воды.
- 5) Сточная минерализованная вода.

Место выпадения осадков в пласте регулируют объемами отсорочек пресной воды и раствора реагентов. А степень снижения проницаемости обводненных зон пласта – изменением концентрации гидроксида и силиката натрия. Для предотвращения преждевременного смешивания растворов между отсорочками закачивают отсорочку инертной буферной жидкости (умягченной воды)

Технологии комбинированного воздействия

Внутрипластовая генерация систем с регулируемой вязкостью и щелочностью:

Внутрипластовая генерация нефтewытесняющих систем с регулируемыми значениями щелочности и вязкости основана на способности растворенного в воде **карбамида гидролизироваться** при высокой температуре с образованием аммиака и углекислого газа. Компонентный состав нефтewытесняющих систем ИХН-КА подбирается таким образом, чтобы непосредственно в пласте в результате гидролиза карбамида образовывались нефтewытесняющие жидкости с высокой буферной емкостью в интервале pH 9,0-10,5.



Сочетание НПAB – оксиэтилированного алкилфенола; и АПАВ – алкилариласульфоната или алкилсульфоната; позволяет применять системы ИХН-КА для высокотемпературных пластов (более 70 °C). Образующиеся в процессе гидролиза газы имеют различную растворимость в нефти и воде, из-за чего происходит перераспределение газов таким образом, что большая часть CO₂ переходит в нефть, а NH₃ в воду. Физико-химическое воздействие на пласт композициями ИХН-КА позволяет использовать преимущества нефтewытеснения растворами щелочей, ПАВ и CO₂. Наибольшее влияние на скорость гидролиза карбамида оказывают температура и концентрация аммиачной селитры, влияние ПАВ менее выражено. Максимальное значение pH устанавливается уже при степени гидролиза 10-20 %

II группа – тепловые МУН

Тепловые методы долго считались малоперспективными способами повышения нефтеотдачи пластов из-за их высокой энергоемкости. Однако уже с конца 50-х и начала 60-х г. интерес к данному методу возрос, благодаря многочисленным исследованиям, выявившим возможности существенного повышения эффективности тепловых методов. В настоящее время тепловые методы являются безальтернативными методами разработки месторождений, вязких, высоковязких нефтей и природных битумов.

II группа – тепловые МУН

Горячая вода и пар

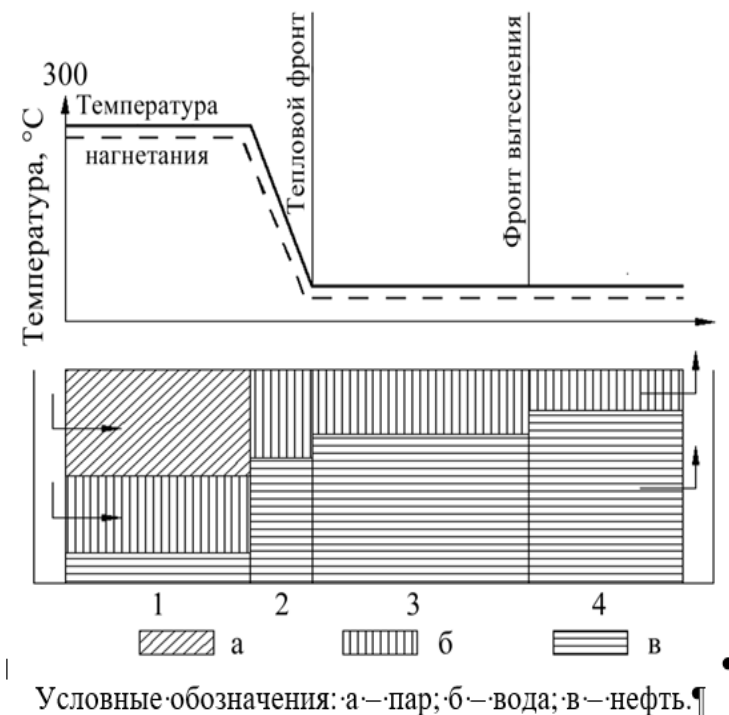
Повышение температуры приводит к уменьшению вязкости нефти и воды. Причем вязкость нефти снижается намного сильнее по сравнению с вязкостью воды при увеличении температуры выше пластовой, что приводит к снижению соотношения подвижностей нефти и воды. Этот факт является главной причиной использования воды высокой температуры или водяного пара в качестве агента вытеснения высоковязких нефтей с целью повышения нефтеотдачи пластов. Также при воздействии на пласт горячей водой или паром из нефти испаряются легкие фракции углеводородов и переносятся потоками воды и пара к забою добывающих скважин. **Наилучшими теплоносителями** среди технически возможных агентов являются **вода и пар** вследствие их высокой энтальпии (теплосодержания на единицу массы).

В целом теплосодержание пара выше, чем воды, однако с повышением давления оно становится практически одинаковым. Таким образом, увеличение давления нагнетания пара приводит к потере его преимущества по сравнению с водой, если агенты вытеснения оценивать только с позиций количества теплоты, которая вводится в пласт. **Закачка пара имеет максимальный эффект только в неглубоких скважинах, в которых низкие пластовые давления.**

II группа – тепловые МУН

Горячая вода и пар

При закачке пара приемистость нагнетательных скважин увеличивается в несколько раз, по сравнению с закачкой воды из-за значительного уменьшения вязкости. При нагнетании насыщенного пара в пласт, по мере удаления его от нагнетательной скважины, в результате потерь тепла в кровлю и подошву пласта, а также влияния теплопроводности в горизонтальном направлении вдоль пласта сухость пара будет постепенно уменьшаться и на определенном расстоянии от нагнетательной скважины пар полностью сконденсируется и превратится в воду. Однако температура в области существования насыщенного пара будет всегда постоянной, что однозначно является существенным преимуществом паротеплового воздействия на пласт.



Зоны: 1 — насыщенного пара; 2 — вытеснение нефти горячей водой; 3 — вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 4 — фильтрация нефти при начальных условиях.

II группа – тепловые МУН

Горячая вода и пар

В результате воздействия пара в пласте образуется три зоны, различающиеся по температуре, насыщению и характеру вытеснения:

- 1) Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации (400-200), в которой происходит выделение из нефти легких фракций и перенос их паром по пласту, т.е. совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.
- 2) Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200) до пластовой, а горячий конденсат (вода) вытесняет легкие фракции и нефть.
- 3) Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой. При нагреве пласта происходит дистилляция (разделение) нефти, снижение вязкости, изменение фазовых проницаемостей, подвижность нефти, воды

II группа – тепловые МУН

Горячая вода и пар

распространение;

Критерии применимости:

- ✓ глубина залегания пласта менее 1400 м
- ✓ проницаемость более 200 мД
- ✓ пористость более 20 %
- ✓ эффективная толщина более 6 м
- ✓ текущее пластовое давление менее 10,62 МПа
- ✓ вязкость нефти при давлении насыщения 50-5000 мПа·с
- ✓ низкое содержание глин
- ✓ газовая шапка отсутствует или имеет локальное распространение;
- ✓ трещиноватость отсутствует
- ✓ водонефтяное отношение менее 10 м³/м³

II группа – тепловые МУН

Горячая вода и пар

С повышением температуры закачиваемого теплоносителя возрастает эффективность прогрева пласта, однако применение перегретого пара при давлении 2-3 МПа и температуре 400 °С для битумных месторождений не обеспечивает достаточного прогрева, так как при давлении **2 МПа** и температуре **400 °С** энтальпия (теплосодержание 1кг пара) составляет **2834 кДж/кг**, а при давлении **1,5 МПа** и температуре **200 °С** – **2792 кДж/кг**

При этом для нагрева до температуры 400 °С и поддержания давления 2 МПа требуются оборудование, которое в 2 раза дороже, и затраты энергии, в 1,5 раза больше, чем при создании пара при давлении 1,5 МПа и температуре 200 °С

II группа – тепловые МУН

Горячая вода и пар

Плюсы:

- Снижение вязкости нефти в результате прогрева
- Увеличение приемистости нагнетательных скважин

Минусы:

- Необходимость применения чистой высококачественной воды для парогенератора. Обработка воды химическими реагентами.
- Вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева к добывающим скважинам сопровождается выносом песка – а из глинистых пластов – снижением проницаемости.
- При глубине больше 1000 м происходит потеря теплоты до 45%
- Вероятность прорыва пара в верхние водоносные пропластки или на поверхность земли

Технология SAP. В технологии SAP в пар в качестве добавки вводится небольшое количество углеводородного растворителя. В результате наблюдается комплексное влияние агентов вытеснения на пласт: пар являясь основным теплоносителем, снижает вязкость нефти, а добавка растворителя способствует ее большему разжижению. Опытный проект SAP реализован на термической установке Senlac компанией EnCana (Канада). В качестве растворителя использовался бутан.

II группа – тепловые МУН

Пароциклическое воздействие

В добывающую скважину закачивают пар объемом 30-100 т. на 1 м толщины пласта. Объем закачиваемого пара должен быть тем больше, чем больше вязкость пластовой нефти. После закачки пара скважину закрывают и выдерживают в течении одной – двух недель – период, который необходим для процесса теплообмена, капиллярного противотока, перераспределения нефти и воды в пористой среде. Затем скважину эксплуатируют в течении 8-12 недель.

Обычно бывает 5-8 циклов за три-четыре года, иногда 12-15 циклов – после проведения которых, эффект воздействия иссякает и уже не оправдывает расходов.

Плюсы: Эффект от нагнетания пара получается сразу же после прекращения закачки пара в скважину.

Минусы: Периодическое нагревание и охлаждение обсадной колонны вызывает нарушения цементного камня, нарушение колонны в резьбовых соединениях.

В первых циклах на 1 т закачанного пара добывается до 10-15 т нефти.

В последних циклах нефти добывается в среднем 1.5 – 2.5 т

II группа – тепловые МУН

Внутрипластовое горение (ВПГ):

Метод ВПГ основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, которая сопровождается выделением теплоты. Технология внутрипластового горения начинается с инициирования горения. Для этого в нагнетательную скважину опускают нагревательное устройство (электронагреватель, глубинная горелка) и нагнетают воздух под давлением. Так как воздух обладает существенно меньшей вязкостью, чем пластовые флюиды (нефть, вода), он проскальзывает через нефть и воду и при этом частично вытесняет их из продуктивного пласта к забоям добывающих скважин. После того как произошла сообщаемость воздушнонагнетательных и добывающих скважин включают глубинное нагревательное оборудование и вводят тепло в пласт. По мере нагрева в пласте повышается температура, увеличивается скорость окисления нефти. Процессы окисления являются экзотермическими, соответственно температура начинает увеличиваться, что приводит к тому, что окисление переходит в горение.

II группа – тепловые МУН

Внутрипластовое горение (ВПГ):

После того, как в пласте начался процесс горения, непрерывная закачка воздуха в пласт обеспечивает две основные функции:

- поддержание процесса внутрипластового горения
- перемещение фронта горения вдоль по пласту

Для перемещения фронта горения неизбежно расходуется часть нефти в качестве топлива (около 15%), которая остается в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой. Сгорают в основном наиболее тяжелые фракции нефти (битум)

ВПГ:

- 1) Сухое (используется только воздух)
- 2) Влажное (к воздуху добавляется вода)

II группа – тепловые МУН

Внутрипластовое горение (ВПГ):

Скорость фронта конвекции **в 7 раз медленнее** скорости движения в пласте фронта **сухого горения**. Это говорит о том, что тепло, которое генерируется в зоне горения, остается позади фронта горения, и тратится только на прогрев пород кровли и подошвы пласта.

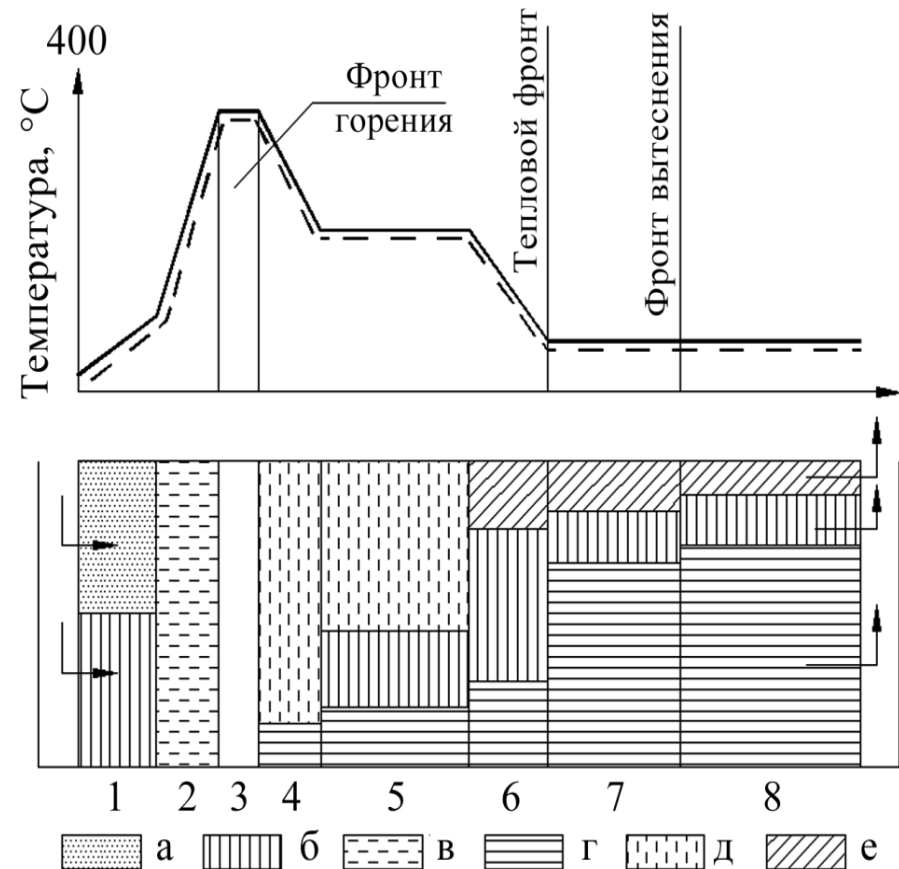
Обычно применяют влажное горение. Сущность процесса заключается в закачивании в пласт вместе с воздухом определенного количества воды, которая испаряется при соприкосновении с породой нагретой движущимся фронтом горения. Пар переносит тепло в область впереди фронта горения, что приводит к развитию в этой области обширных зон прогрева. Благодаря технологии влажного внутрипластового горения фронт конвекции движется быстрее в 2 раза, по сравнению с фронтом горения. Объем закачки воды составляет до 5 м³ на 1000 м³ воздуха. Однако если увеличить водовоздушное отношение больше критического значения, кокс не сможет полностью выгореть, температура в зоне окислительной реакции снизится и горение сначала перейдет в окислительную реакцию с образованием вместо двуокиси углерода и воды окислов углеводородов и органических кислот, а затем прекратится. Конкретные значения водовоздушного фактора определяются многими геолого-физическими и технологическими условиями. Для процесса влажного горения важно, чтобы значения водовоздушного отношения было оптимальным.

II группа – тепловые МУН

Внутрипластовое горение (ВПГ):

По мере перемещения фронта горения формируются несколько температурных зон:

- 1) Наиболее высокая температура достигается в зоне фронта горения – от 370 и выше.
- 2) Область, где происходит фильтрация воздуха и воды, температура уменьшается до температуры нагнетаемых рабочих агентов.
- 3) Зона парового плато, примыкающая к фронту горения зона перегретого и насыщенного пара.
- 4) Зона с начальной пластовой температурой



II группа – тепловые МУН

Внутрипластовое горение (ВПГ):

Критерии применимости:

- ✓ трещиноватость отсутствует
- ✓ подошвенная вода, газовая шапка отсутствуют или имеют локальное распространение
- ✓ эффективная толщина пласта более 3 м
- ✓ глубина залегания пласта 150-1800 м
- ✓ проницаемость более 50 мД
- ✓ вязкость нефти при давлении насыщения 2-5000 мПа•с;
- ✓ пористость пласта более 18 %

Минусы:

- Ограничение глубиной (до 1500м)
- 2. Бурение дополнительных нагнетательных скважин дублеров для отдельной подачи воздуха и воды.
- 3. Неравномерное выгорание пласта изменяет его свойства, что усложняет в дальнейшем применение каких-либо методов извлечения нефти.

II группа – тепловые МУН

Импульсно-ударное и вибрационное воздействие:

Проводимость пласта можно повысить мощными ударными волнами, которые создаются во время взрыва на забое зарядами взрывчатых веществ специального назначения. При этом образуется **сеть трещин в твердых породах**, и **благодаря тепловым эффектам** во время взрыва создают **условия, способствующие улучшению притока углеводородов в скважины**. Давление на забое в результате взрывов возрастает до 100 – 250 Мпа, температура достигает 180-250 °С. Продукты сгорания – углекислый газ, соляная кислота, вода, хлор, окислы азота – снижают вязкость нефти и при этом увеличивают приток в скважину углеводородов. Под влиянием импульса давления столб жидкости в скважине после взрыва колеблется с затухающей амплитудой, создавая на зону ПЗП переменные нагрузки, которые способствуют образованию и раскрытию трещин и выносу в скважину загрязняющих поры частиц.

III группа – газовые МУН

Вытеснение газами высокого давления

Газовые методы повышения нефтеотдачи пластов используются в основном на месторождениях легких нефтей, однако некоторые разновидности данного метода в совокупности с физико-химическими методами позволяют повысить нефтеотдачу пластов тяжелых, высоковязких нефтей.

В 50-х и начале 60-х г. в качестве веществ, которые полностью смешиваются с нефтью и повышают коэффициент вытеснения ее из пластов, было предложено применять углеводородные растворители – сжиженный пропан, газовый конденсат, бензин и другие в виде пробок или оторочек, которые бы подвигались по пласту водой или сухим газом.

Лабораторные эксперименты показали, что при вытеснении нефти из пластов реагентами, которые неограниченно смешиваются с нею, **можно добиться коэффициента вытеснения нефти равного 100%**. При использовании оторочки растворителя, которая продвигается по продуктивному пласту сухим газом, коэффициент вытеснения нефти также остается довольно высоким, но при этом появляется неустойчивый контакт на границе раздела фаз газ-растворитель, в результате чего оторочка довольно быстро исчезает, а растворитель извлекается из пласта вместе с сухим газом при добыче нефти.

III группа – газовые МУН

Вытеснение газами высокого давления

Если пластовые давления довольно высокие, смешивание сухого газа и растворителя происходит интенсивнее и при определенных физических условиях наступает неограниченная смешиваемость компонентов. Получается, что при определенных физических условиях, оторочка углеводородного растворителя вообще становится лишней, так как между нефтью и газом возникает область полного неограниченного смешивания сухого газа с углеводородами, которые выделяются из нефти, и затем этих углеводородов с самой нефтью. Вытеснение нефти из пластов сухим газом в области неограниченной смешиваемости его с углеводородами нефти **получило название процесса вытеснения нефти из пластов газом высокого давления.**

Технология закачки углеводородного газа высокого давления (ГВД) предназначена, в основном, для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями. Для проведения данной технологии подбираются такие давления нагнетания и состав газа, при которых вытеснение нефти является максимально возможным при данных геолого-физических условиях.

При поддержании пластового давления с помощью газа очень много энергии тратится для сжатия газа до давления нагнетания. Гидростатическое давление столба газа в 10-15 раз меньше, чем водяного.

III группа – газовые МУН

Закачка воздуха:

С конца 30-х годов XX века известен еще один газовый метод повышения нефтеотдачи пластов.

В этот период разрабатывались неглубокие месторождения с низкой пластовой температурой. Поскольку термобарические условия пластов не обеспечивали условий протекания окислительных реакций, вытеснение нефти воздухом происходило за счет гидродинамических процессов дренирования пор коллектора сухим газом (смесь дымовых газов и непрореагировавшего кислорода). В специальной литературе данный метод был назван «способом проталкивания». Масштабы применения способа проталкивания воздухом до 1954 г. превышали объемы заводнения. Практическое использование этого способа разработки завершилось в конце 50-х годов XX века вследствие того, что заводнение было признано более универсальным и эффективным способом разработки нефтяных месторождений по сравнению с закачкой воздуха.

Основными недостатками «способа проталкивания» по сравнению с заводнением являются:

- 1) низкие темпы восстановления пластового давления и невозможность предотвращения его снижения при закачке газа;
- 2) прорывы газа, в том числе непрореагировавшего кислорода, к добывающим скважинам.

III группа – газовые МУН

Водогазовое воздействие (ВГВ):

Один из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи, широко применяющийся за рубежом. Применение технологий водогазового воздействия с одновременной закачкой (смешанный тип), либо попеременной закачкой воды и газа, позволяет значительно повысить нефтеотдачу пластов, по разным оценкам на 12-19 %, по сравнению с обычным заводнением.

Основной эффект в технологии ВГВ обеспечивает избирательное вытеснение нефти газом и водой из различных по размерам и характеристикам смачиваемости поровых каналов, что увеличивает охват пласта вытеснением, особенно в неоднородных коллекторах. Степень вытеснения повышается при достижении смесимости между газом и нефтью на фронте вытеснения.

III группа – газовые МУН

Водогазовое воздействие (ВГВ):

Увеличение степени нефтеизвлечения при водогазовом воздействии по сравнению с заводнением достигается в результате следующих факторов:

- ✓ снижение вязкости воды за счет растворения в ней газа
- ✓ дополнительного вытеснения нефти газом из крупных гидрофобных пор и верхних тупиковых зон
- ✓ увеличения коэффициента охвата по сравнению с чистым заводнением за счет безопасной для пласта блокировки каналов высокой проводимости
- ✓ вытеснения нефти газом, перемещающимся в верхнюю часть пласта
- ✓ благоприятных условий для точечного (эмульгирования) течения фаз нефть-вода

Варианты исполнения ВГВ:

- Поочередная закачка воды и газа
- Циклическая закачка
- Смешанное воздействие

III группа – газовые МУН

Термогазовое воздействие (ТГВ):

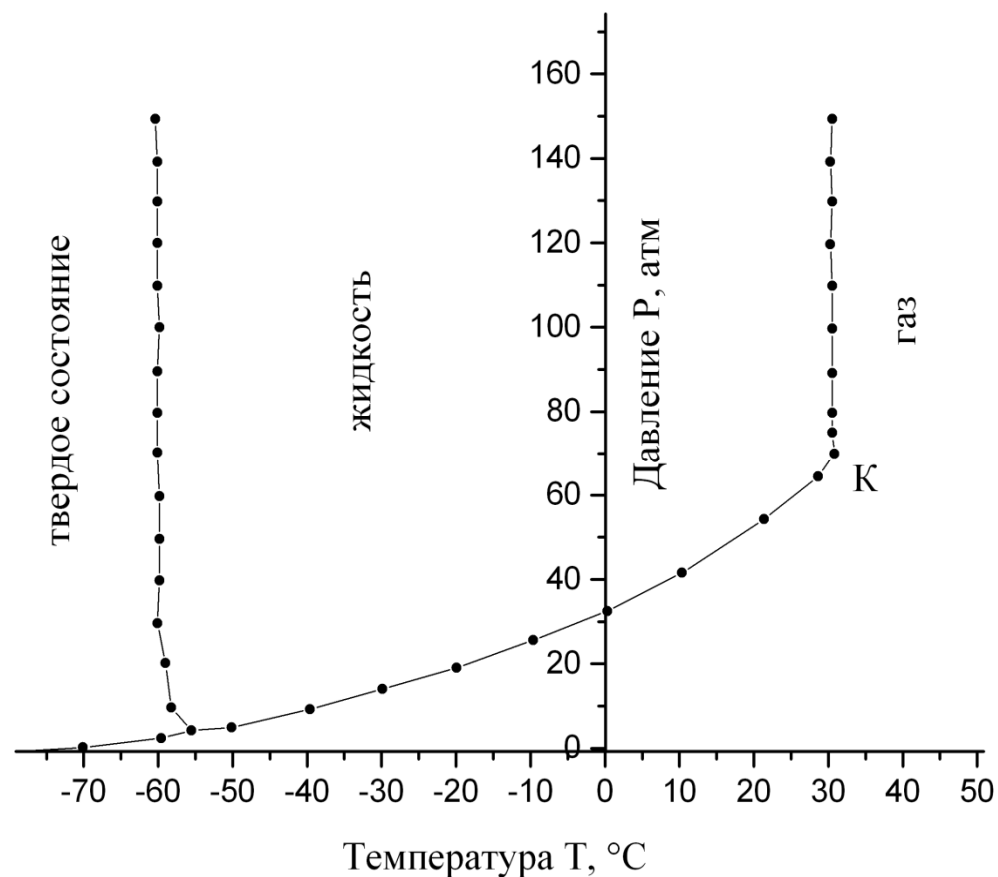
Принципиальной особенностью ТГВ является сочетание теплового и газового воздействий на пласт, при этом инициируются внутрипластовые окислительные процессы. Реакции окисления являются экзотермическими, поэтому в зоне окислительных процессов температура существенно повышается, и тепловому воздействию подвергаются коллектор и пластовая нефть. Под действием температуры из нефти выделяются легкие фракции, которые, смешиваясь с газами – продуктами окислительных реакций воздуха и пластовых углеводородов, обеспечивают вытеснение нефти в режиме смешиваемости при соответствующих термобарических условиях пласта и свойствах пластовой нефти.

Метод ТГВ является в большей степени газовым методом, поскольку тепловое воздействие на пласт имеет вспомогательное значение и необходимо только для образования в пласте газового агента. В процессе ТГВ нефтеотдача увеличивается за счет газового воздействия в условиях вытеснения нефти смесью газов (азота, диоксида углерода, ШФЛУ и др.) в режиме растворимости с потерей части нефти, сгорающей в пласте в качестве топлива (не более 5 %)

II группа – тепловые МУН

Закачка углекислого газа:

Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием CO_2 , применяемые в основном на месторождениях США, позволяют дополнительно извлекать почти 13 % нефти. США являются ведущей страной по использованию CO_2 -технологий. Исходя из накопленного опыта применения технологий повышения нефтеотдачи пластов с использованием CO_2 основные ограничения широкого применения данных технологий связаны с геолого-техническими и финансово-экономическими проблемами. Несмотря на значительный потенциал, технология закачки CO_2 в пласт в настоящее время не нашла широкого применения в основных нефтедобывающих регионах Европы и Азии. Развертывание таких проектов сдерживается, главным образом, нехваткой промышленных запасов CO_2 и слабыми финансово-экономическими бонусами, стимулирующими решение экологических проблем. Однако в недалеком будущем в условиях постоянного увеличивающейся доли трудноизвлекаемых запасов данный метод без сомнения станет одним из основных газовых методов воздействия на пласт



III группа – газовые МУН

Закачка углекислого газа:

При переходе CO_2 в жидкое состояние вязкость углекислого газа увеличивается примерно в 3 раза. Рост давления также приводит к увеличению вязкости, а повышение температуры, наоборот, к понижению.

При вытеснении нефти CO_2 , диоксид углерода в пластовых условиях экстрагирует легкие углеводороды, обогащается ими и частично растворяется в нефти. Растворение газа обуславливает более высокую относительную проницаемость по нефти. Это обеспечивает более эффективное ее вытеснение и приближает его к смешивающемуся состоянию с нефтью. При давлении порядка 10 МПа и температуре 20-30 °C в 1 м³ нефти может раствориться 250-300 м³ CO_2 замеренного при стандартных условиях

III группа – газовые МУН

Закачка углекислого газа:

Плюсы:

- Хорошо растворяется в нефти и в пластовой воде, и наоборот, может растворять в себе нефть и воду.
- Уменьшает вязкость нефти, и повышает вязкость воды при растворении в них, снижая подвижность воды относительно нефти.
- Увеличивает объем нефти при растворении в ней и повышает эффективность вытеснения и «доотмыва» нефти.
- Снижает межфазное натяжение на границе нефть-вода, улучшает смачиваемость породы водой при растворении в нефти и воде и обеспечивает переход нефти из пленочного состояния в капельное.
- Увеличивает проницаемость отдельных типов коллекторов в результате химического взаимодействия угольной кислоты и скелета породы



III группа – газовые МУН

Закачка углекислого газа:

Минусы:

- при неполной смесимости с нефтью легкие углеводороды экстрагируют, а тяжелые фракции нефти остаются в пласте;
- удаление источника CO_2 от месторождения до 600 км экономически не выгодно;
- чистый CO_2 без влаги не опасен в отношении коррозии, но при чередовании с водой становится коррозионно-активным;
- при перекачке жидкого CO_2 проблемой является транспорт;
- большое поглощение пластом – потери достигают до 75 % от общего объема закачки

III группа – газовые МУН

Закачка углекислого газа:

По последовательности и характеру закачки CO_2 в пласт, выделяются:

- 1) непрерывная закачка CO_2
- 2) закачка оторочки CO_2 с последующим ее проталкиванием водой;
- 3) закачка оторочки CO_2 с последующим нагнетанием углеводородного или иного газа;
- 4) чередующаяся закачка CO_2 и воды
- 5) внутрислоистовая генерация CO_2

III группа – газовые МУН

Закачка углекислого газа:

Технологический комплекс использования углекислого газа включает:

1. источник реагента
2. установку по обогащению реагента
3. установку по подготовке CO_2 к магистральному транспорту
4. хранилище углекислого газа у головных сооружений трубопровода;
5. магистральный трубопровод, состоящий из перекачивающей (насосной или компрессорной) станции, промежуточных перекачивающих станций, линейной трубопроводной части, узлов приема – запуска разделителей
6. хранилище углекислого газа в месте использования CO_2
7. агрегаты высокого давления для закачки CO_2 в пласт
8. распределительные пункты
9. нагнетательные скважины CO_2 , входящие в систему нагнетания воды или специально пробуренные
10. систему регенерации попутно добываемого CO_2
11. систему подачи регенерированного CO_2 в нагнетательную линию (трубопроводы, насосы или компрессоры)
12. другие системы – защита от коррозии и гидратов, загущения CO_2 , контроля и управления, техники безопасности, охраны природы.

III группа – газовые МУН

Закачка углекислого газа:

Основные источники CO₂

- 1) отработанные газы теплоэнергетических установок
- 2) генераторные газы
- 3) побочные или отходы химических заводов и комбинатов
- 4) природный газ
- 5) продукция месторождения или его смесей с другими газами
- 6) нефтяной газ

IV группа – микробиологические МУН

Микробиологические:

В настоящее время микробиологический метод повышения нефтеотдачи пластов является малораспространенным методом, использующимся при увеличении нефтеотдачи пластов. Однако ввиду общей тенденции падения уровня добычи нефти в стране, нефтяные компании все чаще обращают внимание на использование такого экзотического метода. Использование бактерий впервые было предложено еще в 1926 году, однако описать принципиальную схему микробиологического воздействия для увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти удалось С.Е. Zobell лишь в 1946 году. В основе микробиологических технологий лежит использование физиолого-биохимических особенностей микроорганизмов, находящихся в пласте или вводимых в пласт: их способности расти в широком диапазоне давлений, температур, минерализации пластовых вод, в аэробных и анаэробных условиях и использовать для жизнедеятельности нефть как источник питания

IV группа – микробиологическая МУН

Микробиологические:

Все известные микробиологические методы повышения нефтеотдачи пластов можно разделить на две основные группы:

- 1) группа технологий, использующих продукты жизнедеятельности микроорганизмов – метаболиты, которые получают на поверхности земли в промышленных установках-ферментерах. Представленные методы имеют большое сходство с химическими методами, так как повышение нефтевытесняющей способности нагнетаемой воды происходит благодаря таким соединениям как биополимеры, биоПАВ и биоэмульгаторы.
- 2) группа технологий, предусматривающих развитие микробиологических процессов непосредственно в пласте с целью получения метаболитов, таких как поверхностно-активные вещества, кислоты, газы. В этом случае нефтевытесняющие реагенты образуются в результате микробиологической жизнедеятельности микроорганизмов непосредственно в пласте за счет дополнительного введения в пласт колонии микроорганизмов и питательных веществ – мелассы, молочной сыворотки, других отходов пищевой и химической промышленности

IV группа – микробиологическая МУН

Микробиологические:

Микроорганизмы в результате своей жизнедеятельности способны производить кислоты и другие органические соединения из нефти, которые способны растворять карбонатные коллектора, тем самым увеличивая проницаемость на порядок; производить полимеры, которые способствуют дренированию ранее не вовлеченных в разработку зон; а также газы, выделяющиеся в процессе микробиологического воздействия, растворяются в нефти, что приводит к уменьшению вязкости нефти и увеличению давления в пласте и более равномерному процессу вытеснения нефти при заводнении.

Для питания микроорганизмов Избыточный активный ил (ИАИ) включает в себя различные классы органических и неорганических соединений, однако их количество недостаточно для поддержания активной жизнедеятельности микрофлоры ила в пластовых условиях в течение продолжительного периода времени [132]. В связи с этим необходимо создавать биореагенты на основе ИАИ с добавлением различных питательных и стимулирующих добавок, которые бы повысили эффективность микробиологических методов для повышения нефтеотдачи пластов. В качестве такого дополнительного питательного субстрата используется культуральная жидкость *Acinetobacter* sp., которая получается из отходов производства синтетического глицерина и некоторых полимеров. Введение *Acinetobacter* sp. приводит к повышению биохимической активности ИАИ в несколько раз, газообразующая способность ила возрастает в 5-10 раз, а также интенсифицируются окислительно-восстановительные процессы с образованием и выделением различных промежуточных и конечных продуктов метаболизма используют добавки питательных веществ.

IV группа – микробиологическая МУН

Микробиологические:

Процесс вытеснения нефти бактериями можно разделить на 4 части:

- 1) На первом этапе контакта растворов с твердым телом наблюдается снижение вязкости жидкости практически в 2 раза, а затем возрастание до начальных значений в течение двух первых суток (до 48 часов)
- 2) На втором этапе (после 48 часов контакта) наблюдается увеличение угла наклона реологических кривых, что указывает на интенсивный рост биомассы, приводящий к резкому увеличению вязкости нефти. Для растворов с ИАИ и ИАИП-1 вязкость возрастает в 2,1 и 5,1 соответственно по сравнению с исходной нефтью.
- 3) На третьем этапе взаимодействия биореагентов с породой после 3-4 суток наблюдается замедление скорости роста вязкости, что говорит о выходе структурно-механических свойств нефти на установившееся значение.
- 4) На четвертом этапе микроорганизмы начинают питаться непосредственно нефтью, образуются метаболиты, газы и т.д. (вязкость нефти уменьшается)