



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны
пластов**

Методы увеличения нефтеотдачи

Лекция 2

Обычно выделяются три категории критериев применимости методов:

- **Геолого-физические** (свойства пластовых жидкостей, глубина залегания и толщины нефтенасыщенного пласта), параметры и особенности нефтесодержащего коллектора (насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, условия залегания) и другие;
- **Технологические** (техническое состояние скважин, размер оторочки, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т. д.);
- **Материально-технические** (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства и др.).

Основные критерии подбора методов воздействия

1. Скважины.
Глубина – 10-5000 м.
Забой – обсаженный, не обсаженный.
Обводнённость добываемой продукции
Вскрытый перфорацией интервал пласта (эффективная толщина)
Толщина зумпфа
Для добывающих скважин монотонное снижение продуктивности, вызванное загрязнением ПЗС
Для нагнетательных скважин коэффициент приёмистости должен иметь тенденцию к монотонному снижению при уменьшении толщины поглощения.
2. Коллекторы
Тип – терригенные, карбонатные.
Состав – песчаники, песчано-алевролитовые, заглинизированные песчаники.
Начальная нефтенасыщенность
Пористость
Проницаемость
Химическая совместимость пород коллектора и применяемых реагентов
3. Пластовые флюиды.
Вязкость нефти
Вода – пресная и минерализованная
Химическая совместимость флюида и применяемых реагентов

- Призабойная зона пласта (ПЗП) - это часть нефтяного коллектора в непосредственной близости от прострелянной зоны пласта, где в процессе добычи происходит наибольшее изменение давления. Эта зона наиболее всего подвержена процессам засорения коллектора, которое в значительной степени определяет продуктивность скважины в процессе добычи (скин- эффект).

Состояние призабойных зон скважин. Кальмотация. Скин-фактор

Состояние призабойной зоны в процессе разработки характеризуется процессом кальмотации.

Кальмотацией призабойной зоны называется процесс ухудшения ее фильтрационно-емкостных свойств, вследствие разбуривания, эксплуатации залежи, а также других естественных процессов, протекающих на всех стадиях «жизни» месторождения.

Причины изменения фильтрационных свойств призабойной зоны достаточно разнообразны, однако к основным можно отнести

- 1) Кальматирование буровым раствором Проникновение фильтрата бурового раствора сокращает эффективную проницаемость в призабойной зоне. Буровой фильтрат может вызвать разбухание глин, что приведет к повреждению.;
- 2) Осаждение солей из-за несовместимости пластовой и нагнетаемой воды. Закачиваемая вода может быть «грязной» – мелкие частицы могут закупорить отверстия перфораций. Закачиваемая вода может быть несовместимой с пластовой водой – может вызвать образование осадков и закупорить отверстия перфораций. Также закачиваемая вода может оказаться несовместимой с глинистыми минералами пласта; вода может дестабилизировать некоторые глины, вызывая движение мелких частиц и закупоривая отверстия перфораций.
- 3) Разрушения естественного цемента пласта и вынос его в призабойную зону. В нефтеносном пласте околоскважинное давление может быть ниже давления насыщения. При этом происходит выделение свободного газа, который снижает эффективную проницаемость по нефти в околоскважинной зоне. Кроме того под действием перепада давления может наблюдаться процесс разрушения пород и, как следствие, вынос песка к забою добывающей скважины.
- 4) Отложение АСПО. Выпадение осадков на стенках скважины в виде отложений парафина и смол также снижает проницаемость призабойной зоны пласта, что снижает дебит скважины.

Количественным выражением состояния призабойной зоны является скин-фактор, который характеризует степень ее загрязненности.

St – суммарный скин-эффект - совокупность скин-эффектов, возникших по различным причинам:

$$St = Sd + Sp + Spp + Sturb + So + Ss + \dots$$

Sd – скин-эффект вследствие повреждения породы (+)

Sp – скин-эффект из-за перфорации (+)

Spp – скин вследствие частичного проникновения скважины в пласт (+)

$Sturb$ – скин-эффект вследствие турбуленции или скин, зависящий от темпа отбора (+)

So – скин-эффект вследствие наклона скважины (-)

Ss – скин-эффект, возникающий вследствие стимуляции, ГРП (-)

Знак «...» означает, что существуют и другие причины, влияющие на суммарный скин-фактор. Эффекты со знаком «+» создают дополнительные фильтрационные сопротивления при добыче нефти, эффекты со знаком «-», наоборот облегчают процесс фильтрации.

Анализ процессов ухудшения состояния призабойных зон скважин

Высокое фильтрационное сопротивление в призабойной зоне скважины может быть обусловлено геологическими характеристиками нефтяного пласта, физическими свойствами добываемой жидкости (высоковязкие и высокопарафинистые нефти) или факторами, вызывающими частичную закупорку микроканалов в пористой среде и, соответственно, ухудшающие проницаемость призабойной зоны скважины в процессе различных технологических операций.

К таким технологическим операциям можно отнести:

- бурение скважины и цементирование обсадной колонны;
- освоение и глушение скважин (с применением промывочных жидкостей ПЖ и жидкостей глушения ЖГС);
- перфорация;
- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- эксплуатация скважины и др.

Во время вскрытия продуктивного пласта бурением происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в приводящие фильтрационные каналы породы. Как правило, продуктивные пласты вскрываются при давлениях, значительно превышающие пластовое. Для предотвращения нефтегазопроявлений при бурении приходится создавать гидростатическое давление столба жидкости (бурового раствора), значительно превышающее пластовое давление. Величина гидростатической репрессии зависит от плотности бурового раствора, высоты столба жидкости и пластового давления.

Помимо гидростатического давления столба жидкости при бурении могут возникать гидродинамические репрессии на пласт, часто имеющие пульсирующий характер. Они возникают при спускоподъемных операциях, пульсирующей подачи жидкости, остановке насоса, образовании сальника в затрубном пространстве и на долоте. Установлено, что гидродинамический перепад давления повышается с глубиной спуска бурильной колонны, увеличением скорости спуска колонны, ростом числа спускоподъемных операций. Особенно высокие значения гидродинамических давлений возникают в процессе быстрого спуска бурильной колонны, и они могут достигать 4-10 МПа. Набухание глинистых частиц представляет собой достаточно сложное явление, возникающее при проникновении в пласт пресной воды или воды другой минерализации. Оно происходит в результате нарушения физико-химического равновесия между глиной, пластовой водой и водой, проникающей в пласт по какой либо причине.

В определенных условиях при соприкосновении воды с нефтью и нефти с водой могут происходить флокуляция и оседания твердых частиц в призабойной зоне и постепенная закупорка порового пространства. Взвешенные вещества могут отлагаться в виде пленки на внутренней поверхности порового пространства. Такое явление наблюдается как во время вскрытия нефтяного пласта, так и в процессе освоения скважины с применением воды или глинистого раствора. Вследствие этого образуется корка, на стенках ствола скважины состоящая из твердых частиц бурового раствора с размерами большими, чем поры продуктивного пласта, и, следовательно, не проникающих в каналы пористой среды. Фильтрация воды из глинистого раствора в продуктивный пласт происходит, когда размеры поровых каналов породы намного меньше размеров твердых частиц, диспергированных в растворе.

В процессах капитального и подземного ремонтов скважин в качестве жидкостей глушения (ЖГ) чаще всего применяются вода или глинистый раствор. Если нефтяной коллектор имеет низкую проницаемость, а также характеризуется содержанием глинистых фракции, то физический контакт жидкости глушения (ЖГ) с породой пласта приводит к образованию в призабойной зоне мелких песчинок и ила. При определенных условиях они закупоривают часть порового пространства породы. Тот же эффект может наблюдаться в процессе освоения скважины, когда в качестве промывочной жидкости используют воду или жидкость на водной основе.

При ремонтно-изоляционных работах, когда технологическая схема подразумевает закачивание рабочих агентов в скважину и продавливание его в изолируемый интервал, возникает сложная гидродинамическая обстановка в призабойной зоне обрабатываемых скважинах, обусловленная физическим контактом изоляционного материала (гелеобразующие составы) с геологической породой пласта. Если обработку производят в малодебитных добывающих скважинах с небольшим пластовым давлением и низкой проницаемостью нефтяного пласта отрицательный эффект усиливается

Слабая устойчивость коллекторских пород фильтрационному размыву во время эксплуатации скважины обуславливает разрушение скелета пласта и поступление частиц песка на забой скважины. Наиболее крупные частицы песка осаждаются на забое скважины, образуя при этом песчаную пробку. Образовавшаяся песчаная пробка частично или полностью перекрывает скважинный фильтр. Находясь над кровлей продуктивного горизонта, вследствие малого сечения ствола скважины она действует как забойный штуцер, создающий значительное сопротивление на пути восходящего потока жидкости. Если к тому же она частично или полностью перекрывает скважинный фильтр, то создаются еще большее дополнительное сопротивление, препятствующее движению фильтрационных потоков в слоях пласта, расположенных против песчаной пробки. Причем нижняя часть пласта оказывается под большим противодействием, чем верхняя часть, что равносильно уменьшению величины созданной в скважине депрессии.

Основываясь на теоретические и лабораторные исследования, и на промысловые данные было выявлено, что засорение фильтрационных каналов породы твердыми частицами глинистого раствора, частицами выбуренной породы, песком, илом и т.д., в процессе вышеперечисленных технологических операций снижают относительную проницаемость для нефти в 5-6 раз. При этом большое влияние оказывает глубина проникновения фильтрата бурового раствора.

Солеотложения

Соляные отложения – это минеральные отложения, которые при изменении термобарических условий в скважине могут выпадать из пластовой воды, образуя корку на породе пласта или НКТ. Со временем это корка самоуплотняется, что затрудняет ее удаление.

Солеобразования представляют собой отложения, закупоривающие перфорационные каналы, обсадные и эксплуатационные колонны НКТ, клапаны, насосы, а также внутреннюю поверхность скважинного оборудования, засоряя, таким образом, скважину и препятствуя потоку жидкости. Большинство обнаруживаемых в нефтяных месторождениях солевых образований формируется либо путем прямого осаждения из той воды, что обычно находится в пустотах пород, либо как результат пересыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами, возникающего при контакте двух несовместимых вод на забое скважин.

Вероятность образования солеотложений существует независимо от того, используется ли пластовая вода нефтегазовых скважин или же закачиваемая нагнетаемая вода.

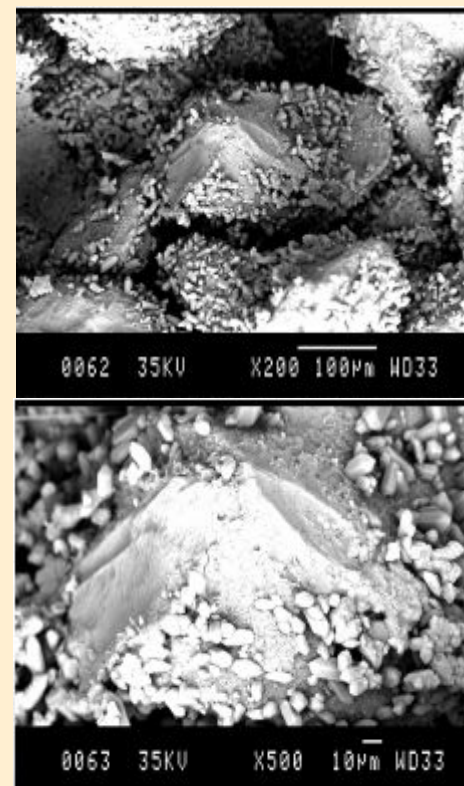
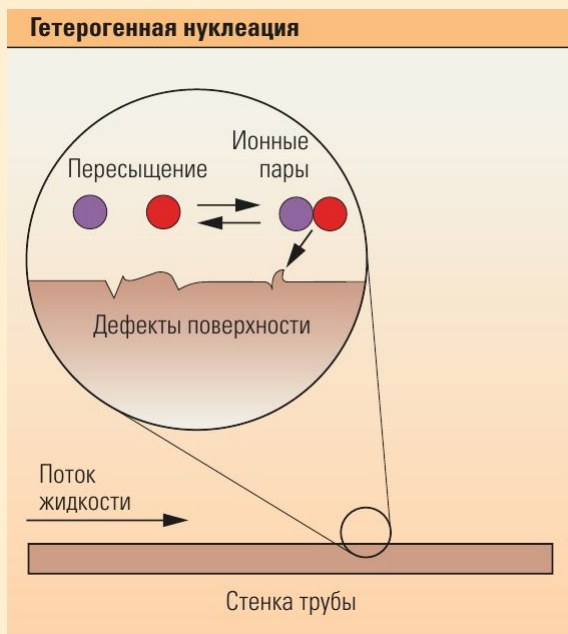
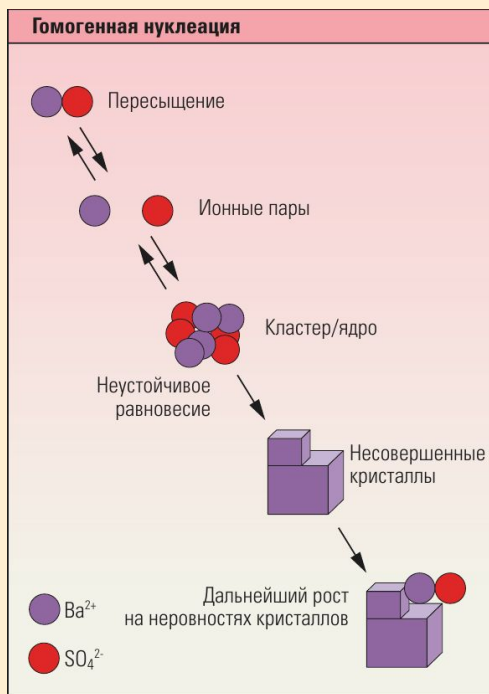
В некоторых районах, таких как Северное море и Канада, территории которых изобилуют солеотложениями, это является одной из самых главных проблем, связанных с добычей.

Солеобразования могут развиваться в порах пород призабойной зоны, снижая их пористость и проницаемость. Это может перекрыть поток путем закупоривания перфорационных каналов или образования узкого зазора в эксплуатационной колонне НКТ.

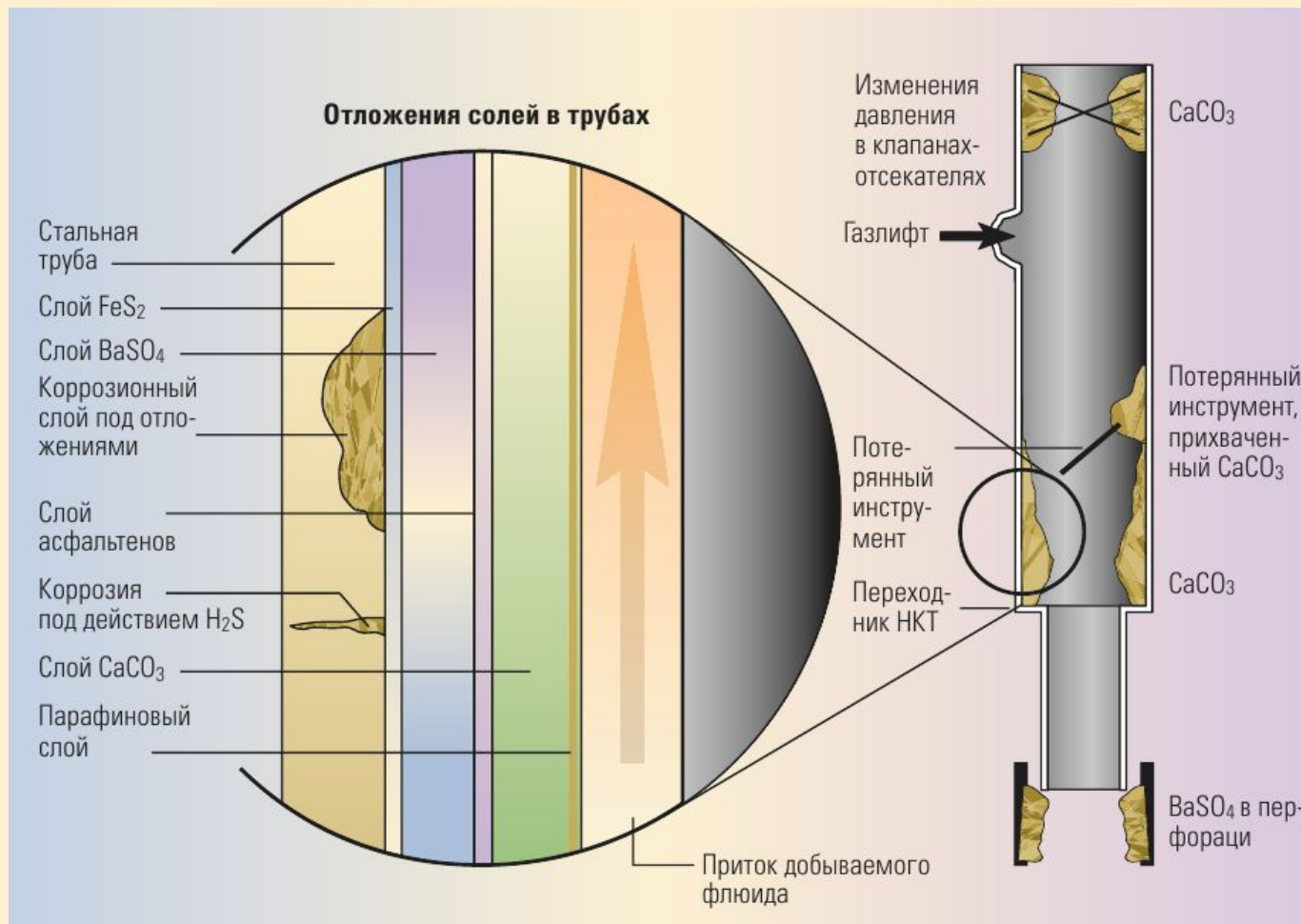


Солеобразование в эксплуатационных колоннах. Рост отложений карбоната кальция блокирует более 40% проточной области и предотвращает тем самым доступ в прилегающее к внутренней поверхности труб пространство.

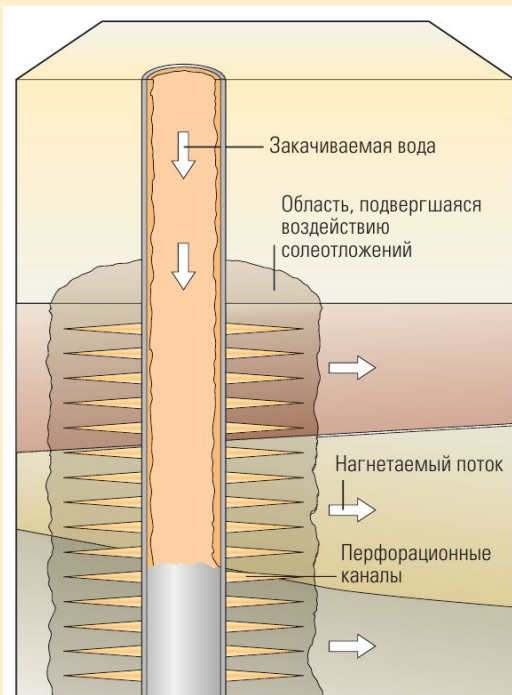
Процесс формирования солевых отложений



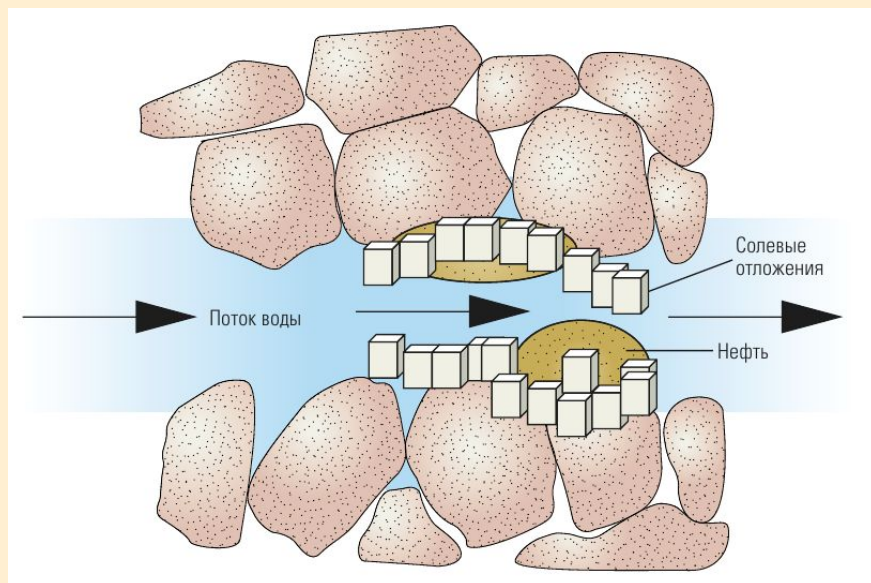
Процессы нуклеации. Образование солеосаждений начинается в пересыщенных растворах с ионных пар, образующих одиночные кристаллы — процесс гомогенной нуклеации (вверху). Солеотложения также способны накапливаться на уже существующих дефектах поверхности, таких как неоднородности на поверхности жидкость/труба — процесс гетерогенной нуклеации (внизу).



Расположение солевых отложений на трубах может меняться от перфорационных отверстий до устья, где они сдерживают добычу за счет уменьшенной пропускной способности труб, забитых патрубков, упущенного инструмента, клапанов-отсекателей. Солевой налет обычно располагается слоями и иногда бывает покрыт парафиновым или битуминозным покрытием (вставка). Изъязвления и коррозия стали могут развиваться под слоем солевых накоплений благодаря бактериям и кислому газу, нарушая целостность стали.



Повреждения нагнетательных скважин. Автоосаждение из закачиваемых вод может спровоцировать рост солеобразования, сужая при этом пропускную способность труб. Карбонат кальция может осаждаться в результате увеличения температуры и давления, приводя к осаждению и изменениям вблизи скважины, особенно в скважинах с высоким давлением и температурой. Несовместимые смешения закачиваемой и пластовой воды также приводят к аналогичным негативным последствиям.



Воздействие на материнскую породу. Солеотложения ограничивают поток флюида через пласт, приводя к потере проницаемости.

Способы удаления солеотложений и предотвращения их образования

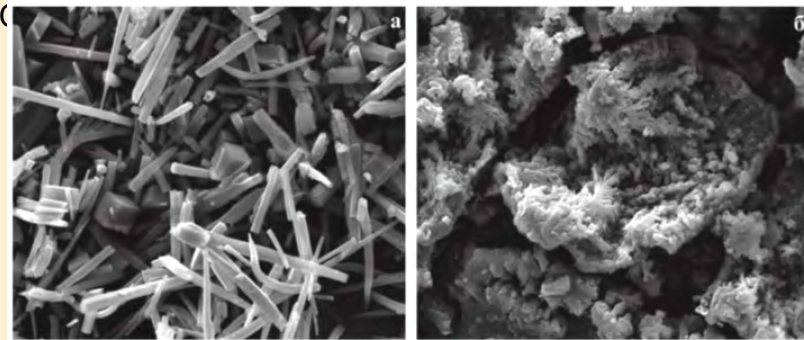
Механические способы удаления минеральных отложений включают разламывание и измельчение солеотложений (фрезы, ударные инструменты типа Hipp Tripper компании «Baker Oil Tools»), рассверливание, смывание водой под высоким давлением, гидромеханические струйные методы – добавление к водяной струе твердой фазы (1–5 % масс.), в некоторых случаях – очистку трубопроводов скребками, и др. При механических способах удаления минеральных отложений с поверхности наземного оборудования необходима его полная или частичная разборка.

Растворители солеотложений представляют собой смеси органических и неорганических кислот (муравьиная, лимонная, щавелевая, фосфорная и др.), к которым добавлены ПАВ и ингибиторы кислотной коррозии (обычно катапины). Типичный расход растворителей солеотложений – 1 кг на 180–260 г солеотложений. Динамика растворения солеотложений зависит от их плотности, химического состава и кристаллической структуры, температуры и условий проведения обработки: скорость растворения увеличивается при создании в системе циркуляции реагента. скорость реакции растворителей с отложениями повышается с увеличением температуры; оптимальная температура применения растворителей 50–60 °С.

Ингибиторами солеотложений являются следующие вещества и их смеси:

– фосфоновые кислоты (гидроксиэтил-амино-ди(метиленфосфоновая) кис-лота эффективно ингибирует осадкообразование CaCO_3 ; 1-гидроксиэтан-(1,1- дифосфоновая), амино-три(метиленовая) фосфоновая, этилендиамин-тетра (метиленовая) фосфоновая, гексаметилендиамин-тетра(метиленфосфоновая), фосфобутан-1,2,4-трикарбоновая кислоты эффективно ингибируют осадкообразование CaCO_3 и CaSO_4 ; диэтилентриамин-пента(метиленфосфоновая) кислота – BaS(

- винилидендифосфоновая кислота и ее соли;
- фосфонаты,
- эфиры и соли фосфоновых кислот;
- ненасыщенные монокарбоновые и дикарбоновые кислоты;
- винилсульфоновая кислота и ее соли;
- соли и эфиры винилуксусной кислоты;
- виниловые спирты;
- винилхлорид;
- фосфорноватистая кислота;
- акриламид;
- водорастворимые анионные полимеры сложных эфиров акриловой, метакриловой или цианакриловой кислоты.



Кристаллы CaCO_3 , выделившиеся из пересыщенного водного раствора.
а – без ингибитора солеотложений; б – в присутствии ингибитора солеотложений.
сканирующий электронный микроскоп, $\times 2000$

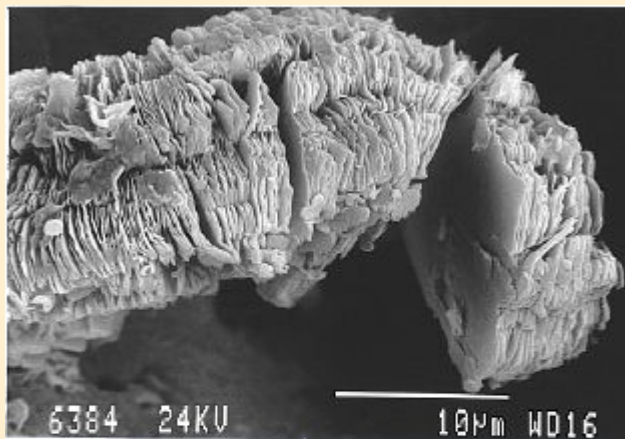
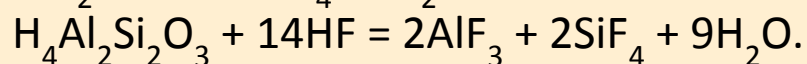
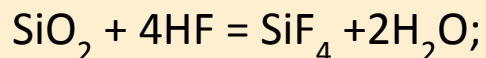
В действии ингибиторов солеотложений на процесс кристаллизации малорастворимых минеральных солей из пересыщенных водных растворов принято различать три механизма:

- ингибитор, адсорбируясь на поверхности возникшего зародыша кристалла (центра кристаллизации), препятствует его дальнейшему росту – так называемый *пороговый механизм* (threshold effect) или *стабилизирование пересыщенного раствора*;
- ингибитор, адсорбируясь на активно растущей поверхности кристалла и на дефектах кристаллической решетки, останавливает или замедляет рост кристалла, а также может изменять кристаллическую решетку (см. рис.) – *ингибирование роста кристаллов*;
- ингибитор, адсорбируясь на поверхности кристаллов, препятствует взаимодействию кристаллов между собой и их агрегированию в однородные отложения (см. рис.) – *дисперсионный механизм* (dispersion).

Индивидуальные вещества, являющиеся ингибиторами солеотложений, проявляют три механизма действия одновременно (рис.) иллюстрирует как ингибирование роста кристаллов, так и дисперсионный механизм), но один из эффектов, как правило, является преобладающим.

ЗАГРЯЗНЕНИЕ ГЛИНИСТЫМИ МИНЕРАЛАМ

Алевриты или глины могут появляться из бурового раствора при бурении и перфорировании или из пласта при миграции твердых взвешенных частиц. Удаление осуществляется глинокислотой, которая проектируется в зависимости от происхождения минералов, поскольку неправильно подобранная кислота может вызывать осадки, которые еще больше заблокируют приток.



Микрофотография частицы каолинита, распад которой может привести к образованию большого количества мелких чешуек



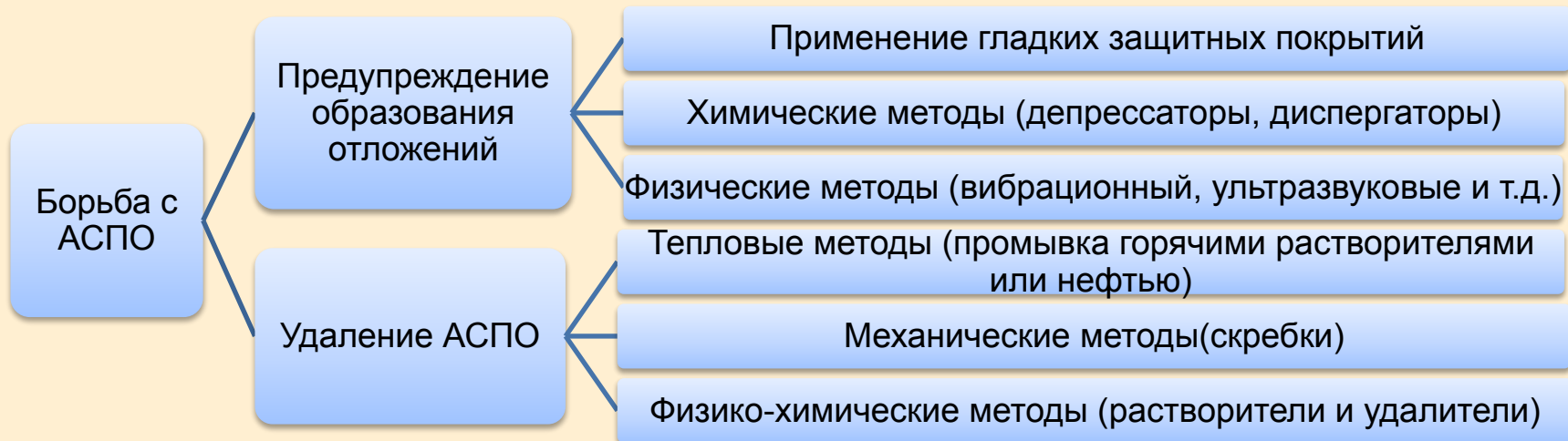
Проблема загрязнения АСПО

В процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин при понижении температуры и давления, сопровождающихся разгазированием нефти, происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта (ПЗП), на поверхности нефтепромыслового оборудования, при этом наблюдается ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП, которое приводит к резкому повышению гидравлических сопротивлений и снижению продуктивности скважины.



На интенсивность образования АСПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти влияет ряд факторов, основными из которых являются :

- 1) физико-химические свойства скважинной продукции;
- 2) снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- 3) интенсивное газовыделение;
- 4) уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- 5) изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов.

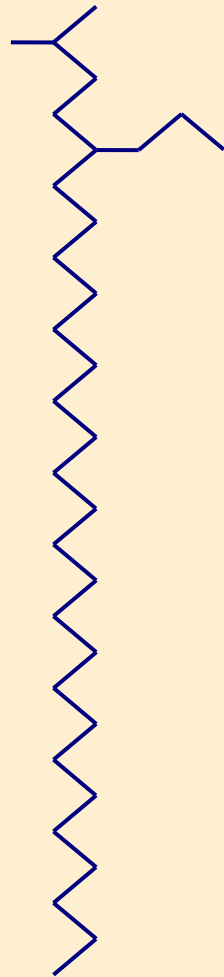


Применение скребков

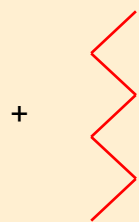


Скребки выполнены в виде установленных на валу режущих головок, которые вращаются движущимся жидкостным потоком. Размеры и количество режущих головок подбирают в зависимости от диаметра труб, типа, толщины и протяженности интервала отложений. Инструмент опускается на забой под действием собственного веса и поднимается вверх с помощью лебедки, смонтированной на шасси автомобиля. Скребок периодически спускается через лубрикатор в НКТ.

Растворение парафинов различными углеводородами

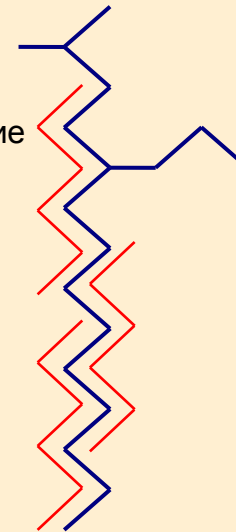


парафин $C_{32}H_{66}$ –
пространственная
структура

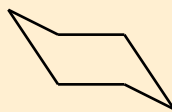


н-гексан C_6H_{14}

Легкое растворение
вследствие
благоприятной
сольватации
парафина
молекулами
н-гексана



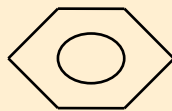
+



циклогексан C_6H_{12}

Растворение протекает хуже, так
как сольватация затруднена
конfigurационными различиями
молекул парафина и циклогексана.

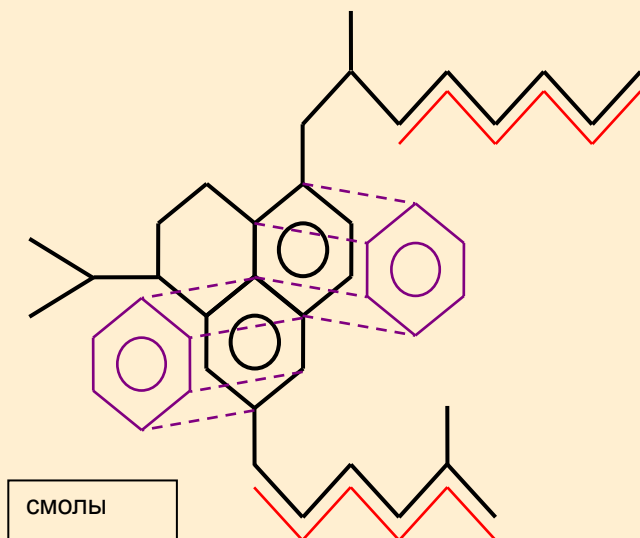
+



бензол C_6H_6

Растворение протекает еще
труднее, так как структуры
молекул сильно различаются
(структура молекулы парафина
пространственная, молекулы
бензола – плоская).

Растворение смол и асфальтенов в углеводородах



Молекулы смол имеют в своем составе как ароматические, так и алифатические сегменты, причем доля алифатического углерода превышает долю ароматического. Поэтому молекулы смол хорошо растворимы как в алканах, так и в ароматике вследствие благоприятной сольватации молекулами перечисленных растворителей



Доля ароматического углерода в асфальтенах, наоборот, превышает долю алифатического, поэтому благоприятная сольватация возможна только в присутствии ароматического растворителя.

Отметим, что растворение асфальтенов, имеющих свободно-радикальную природу, в ароматике следует рассматривать в рамках обменного взаимодействия растворителя и растворяемого вещества.

Отсутствие обменного взаимодействия между молекулами алканов и асфальтенами является причиной высаждения асфальтенов алканами.

Основные критерии оценки эффективности растворителя АСПО

- Потеря массы отложений. Определяется при помощи статического метода корзинок.

$$\Pi = [(m_1 - m_2)/m_1] \cdot 100\%,$$

- Предельная концентрация насыщения растворителя компонентами АСПО. Насыщение растворителя углеводородами в избытке АСПО. ПКН определяется как отношение массы остатка после высушивания к объему испарившегося растворителя.

$$E = \frac{m_{\text{ост}} \cdot \rho_4^{20}}{m_{\text{исп.раств.}}}$$

$m_{\text{ост}}$ – масса остатка в бюксе, кг;

$m_{\text{исп.раств.}}$ – масса испарившегося растворителя, кг,

находят как $m_{\text{р-р}} - m_{\text{ост}}$

- Скорость удаления АСПО с образцов трубопровода. Определяется степенью удаления АСПО с поверхности образцов из секции трубопровода за время воздействия в динамическом режиме.
- Фракционный состав растворителя, содержание серы, фактических смол, кислотность и т.д.

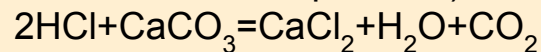
Кислотные обработки скважин с целью восстановления коллекторских свойств призабойной зоны

Кислотная обработка скважин является основным методом воздействия на призабойную зону пласта с целью его очистки и восстановления естественной проницаемости коллектора.

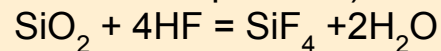
1. Обработка призабойной зоны в нефтедобывающих скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию.
2. Обработка призабойной зоны в нефтедобывающих скважинах для повышения (интенсификации) их производительности.
3. Очистка фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами добычи нефти.
4. Очистка фильтра в призабойной зоне скважин от образований, вызванных процессами ремонта скважин.
5. Удаление образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин.
6. Инициирование других методов воздействия на призабойную зону пласта.

Кислотная обработка применяется в песчаниках для очистки порового пространства, в известняках – как и для очистки порового пространства, так для создания новых каналов и увеличения размеров имеющихся.

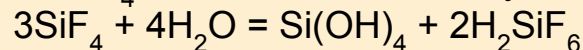
При воздействии на известняк (солянокислотная обработка) :



при воздействии на песчаник (глинокислотная обработка)



Образующийся фтористый кремний SiF_4 далее взаимодействует с водой



ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Практика кислотной обработки имеет давнюю историю, как и само бурение скважин. Патент компании Стандарт ойл на обработку известняка соляной кислотой был получен в 1896 году, а техника кислотной обработки применена годом раньше компанией Огайо Ойл.

Кислота сильно разъедала обсадную кислоту сильно разъедала обсадную колонну скважины в результате техника кислотной обработки утратила свою популярность и не применялась более 30 лет.

Затем в 1931 году доктор Джон Гриб из компании Дау Кемикал обнаружил, что мышьяк замедляет воздействие соляной кислоты на металл.

Компания Дау образовало дочернюю компанию, впоследствии получившую название Дауэлл. Спустя три года услуги по кислотной обработке стала представлять и компания Халибуртон Ойл Велл Сементинг

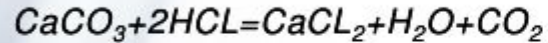


Кислотная обработка песчаников плавиковой кислотой была запатентована компанией Стандарт Ойл в 1933 году, однако проведенные эксперименты привели к закупорке перфорационных каналов.

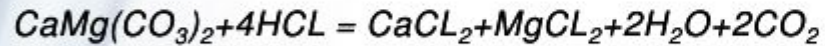
Промышленное использование плавиковой кислоты пришлось ждать до 1940 года, когда у компании Дауэлл возникла идея совмещения плавиковой и соляной кислоты для уменьшения возможности выпадения осадков и закупоривания продуктивного пласта. Эта смесь впервые применена на побережье Мексиканского залива для устранения загрязнения пласта глинистой коркой, образуемой буровым раствором.

МЕХАНИЗМ ВОЗДЕЙСТВИЯ КИСЛОТ НА КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР

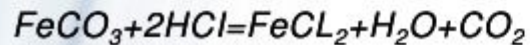
Соляная кислота на карбонатные породы воздействует по следующей схеме:



для известняков,

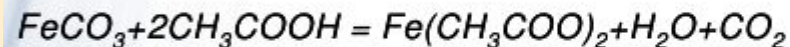


для доломитов,



для сидерита

Уксусная кислота :



При высоких забойных динамических температурах: уксусная и/или муравьиная кислота (HCOOH).

Муравьиная кислота также помогает замедлять коррозию (дополнительное ПАВ)

Сульфаминовая кислота реагирует с карбонатами по схемам:



Таким образом карбонат полностью растворяется кислотой в том смысле, что продукты реакции - либо вода, либо вещества, растворимые в воде (либо хлористая соль, либо газ). Конечный продукт – раствор хлорида кальция/магния, насыщенный диоксидом углерода

СТЕХИОМЕТРИЯ

Объем кислоты, м ³	Растворяет кальцита <i>CaCO</i> ₃ , кг	Растворяет доломита <i>CaMg(CO</i> ₃) ₂ , кг
5 % HCl	70,2	76,7
10 % HCl	143,8	157,2
15 % HCl	221,7	242,2
20 % HCl	302,7	330,6
28 % HCl	438,9	479,4

Химический состав породы определяюще влияет на выбор реагента и его компонентов.

Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать уксусной и сульфаминовой кислотами. При обработках сульфатсодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты следует в кислотные составы вводить присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. Эти присадки снижают скорость растворения сульфатсодержащих коллекторов и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция. Их массовое содержание в растворе составляют (в %) соответственно:

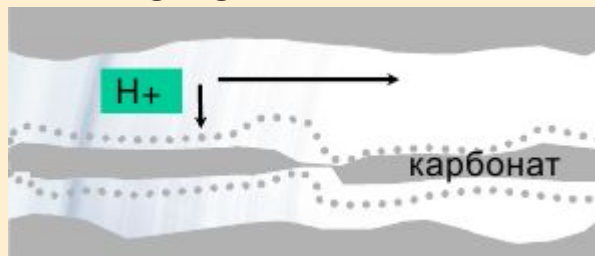
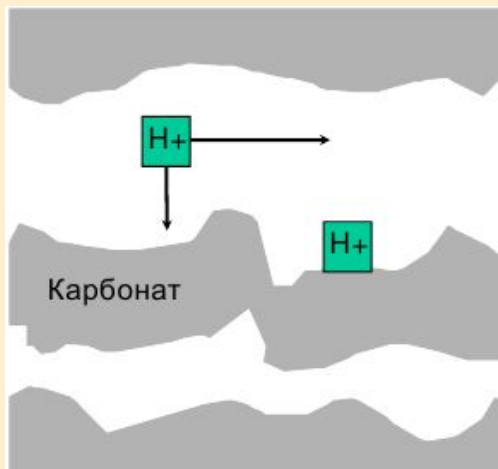
Поваренная соль	6 – 7
Хлористый кальций	5 – 10
Сульфат калия или магния	3 – 4

В указанных целях желательно использовать пластовую воду хлоркальциевого типа плотностью не менее $1,18 \text{ г/см}^3$, разбавляя ее концентрированную соляную кислоту до принятой концентрации.

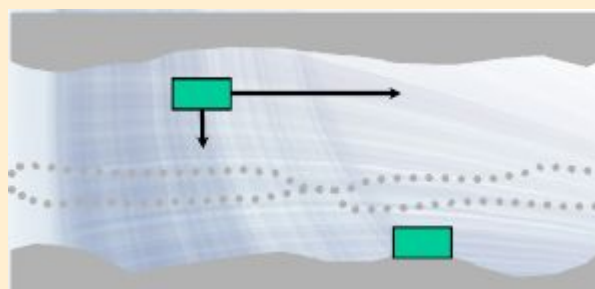
Ангидриды предпочтительно обрабатывать солянокислотными растворами с массовым содержанием 6—10% азотнокислого калия.

При обработке железосодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты осадкообразование предупреждается присадкой в раствор уксусной или лимонной кислот, массовая доля которых соответственно составляет 3—5% и 2—3%.

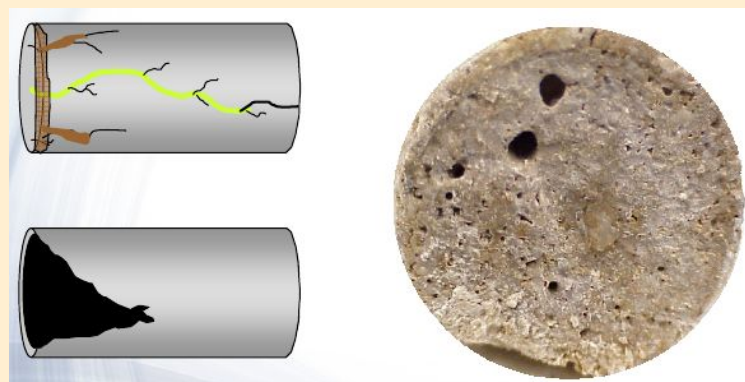
ФОРМИРОВАНИЕ ЧЕРВОТОЧИН



Кислотная обработка уменьшает толщину поровых стенок

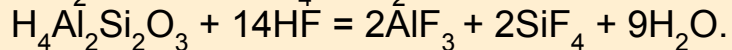
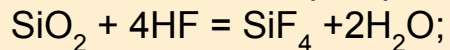


Непрерывно расширяющиеся поровые каналы могут сталкиваться



На терригенные коллекторы воздействуют смесью соляной и плавиковой кислот.

Взаимодействие плавиковой кислоты с силикатными материалами, кварцем и каолином терригенного коллектора происходит по следующим реакциям:

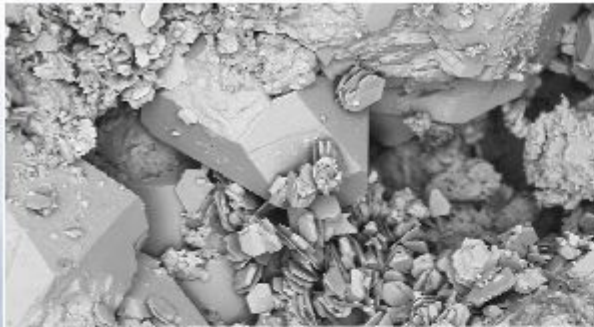


Реакция с кварцем протекает медленно. Наиболее бурно реагирует плавиковая кислота с алюмосиликатами (например, каолином и другими). К объектам воздействия плавиковой кислоты относятся цементирующие силикатные разности — аморфная кремнекислота, глины и аргиллиты.

Образовавшийся в результате реакции плавиковой кислоты и терригенной породы фтористый кремний, реагируя с водой, в свою очередь образует гидрат окиси кремния, который по мере снижения кислотности раствора превращается из золя в студнеобразный гель, запечатывающий поровое пространство. Для предупреждения образования в поровом пространстве геля кремниевой кислоты плавиковая кислота при обработке терригенных коллекторов применяется только в смеси с соляной. Соляная кислота здесь обеспечивает повышенную кислотность среды и предотвращает образование геля из гидрата окиси кремния, так как практически не реагирует с соединениями кремния.

Взаимодействие плавиковой кислоты с цементирующими материалами и породой иногда сопровождается пескопроявлениями, т.е. разрушением структуры призабойной зоны. Дезагрегирование и разрушение терригенного коллектора в зоне обработки глинокислотой предупреждается подбором концентраций HF в смеси кислот и удельного расхода смеси. Оптимальным считают содержание в смеси 3—5% HF и 8—10% HCl. Удельный объем для первичных обработок глинокислотой ограничивается 0,3—0,4 м³ на 1 м обрабатываемой толщины пласта.

При взаимодействии фтористоводородной кислоты с карбонатными разностями породы или цементирующего материала образуются нерастворимые фтористые соединения кальция и магния, поэтому при содержании в терригенной породе более 2% карбонатов сначала проводят солянокислотную обработку призабойной зоны на глубину простираения, равную или большую, чем при глинокислотном воздействии, с концентрацией соляной кислоты на 2—4% выше, чем в смеси с плавиковой.



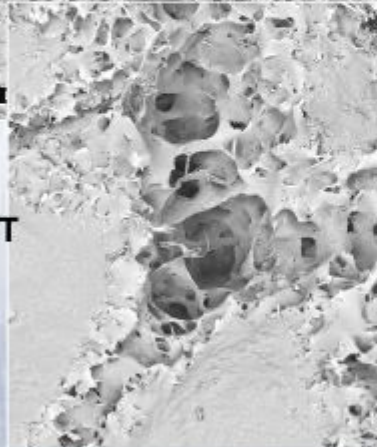
Каолинит- пластины имеют тенденцию к миграции

Иллит - волокна имеют тенденцию задерживать частицы

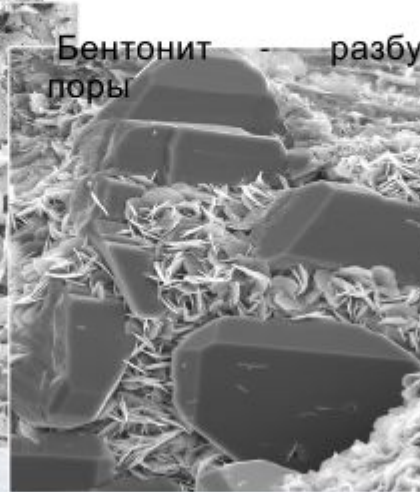
Хлорит - беспорядочно-разбросанные пластины пластины (порой богатые железом/возможно окисление)

Бентонит - разбухает и может закупорить поры

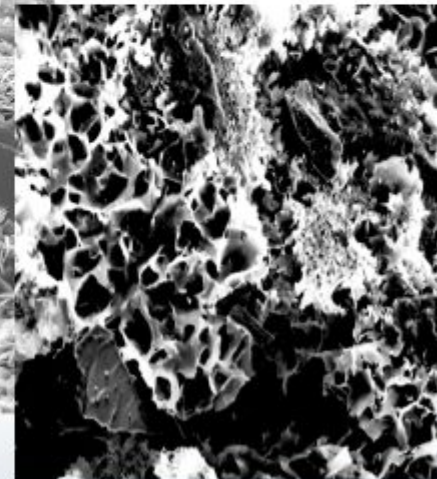
КАОЛИНИТ



ИЛЛИТ



ХЛОРИТ



БЕНТОНИТ

СПОСОБНОСТЬ КИСЛОТ РАСТВОРЯТЬ МИНЕРАЛЫ

Минерал	Общая формула	Растворимость в	
		Соляная кислота	Грязевая кислота
Силикаты			
Кварц	SiO	нет	низкая
Шерт/Флинт	SiO_2	нет	низкая
Полевые шпаты			
Ортоклаз	$KAlSiO$	низкая	высокая
Микро	$KAlSi_3O_8$	низкая	высокая
Плагиоказ	$NaAlSi_3O_8, CaAl_3SiO_8$	низкая	высокая
Слюды			
Биотит	$H_2K(Mg, Fe)_3(Al, Fe)(SiO_4)_3$	низкая	умеренная
Мусковит	$H_2KAl_3(SiO_4)_3$	низкая	умеренная
Глины			
Смектит	$Na(Al_5Mg)_3Si_4O_{10}(OH)_2$	низкая	высокая
Каолинит	$Al_2(Si_2O_5)(OH)_4$	низкая	высокая
Иллит	$Si_4AlO_{10}(OH)_2$	низкая	высокая
Хлорит	$(Mg, Fe, Al)_6(Si, Al)_4O_{10}(OH)_4$	умеренная	высокая
Смесь	Каолинит, иллит или хлорит с смектитом	умеренная	высокая

СПОСОБНОСТЬ КИСЛОТ РАСТВОРЯТЬ МИНЕРАЛЫ

Минерал	Общая формула	Растворимость в	
		Соляная кислота	Грязевая кислота
Карбонаты			
Кальцит	$CaCO_3$	высокая	высокая, но $+CaF_2 \downarrow$
Доломит	$Ca, Mg(CO_3)_2$	высокая	высокая, но $+CaF_2 \downarrow$
Сидерит	$FeCO_3$	высокая	высокая, но с Fe^{3+}
Анкерит	$Ca, Mg, Fe(CO_3)_2$	высокая	высокая, но $+CaF_2 \downarrow$
Сульфаты			
Ангедрит	$CaSO_4$	умеренная	высокая
Гипс	$CaSO_4 \cdot H_2O$	умеренная	высокая
Другие (Пирит)	окись железа или сульфиды железа в различных формах	низкая до умеренного	низкая до умеренного
Галит	$NaCl$	высокая	высокая

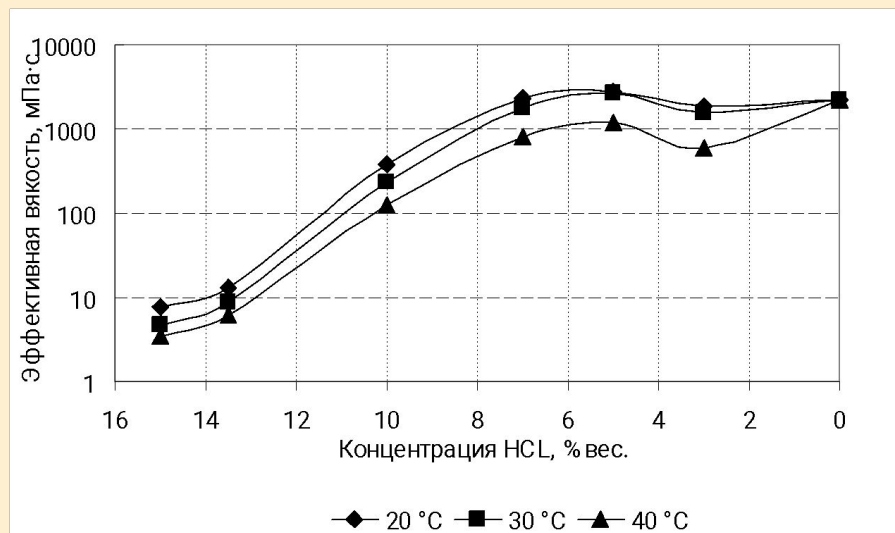
ПЛАСТОВЫЕ МИНЕРАЛЫ – ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ

Минералы	Отложение	Характеристика отложения	Предотвращение отложений
Кварц			
Микроклин			
Альбит	Na_2SiF_6		Промывка HCl , NH_4Cl Концентрация HF в основном растворе до 3%
Ортоклаз	K_2SiF_6		Низкая концентрация HF в основном растворе до 1,5%
Плагиоклаз			
Биотит			
Обычная слюда			
Каолинит	SiO_2		
Иллит	K_2SiF_6 , MgF_2 , SiO_2		Низкая концентрация HF в основном растворе до 1,5%
Монтмориллонит (бentonитовая глина)	SiO_2		Черезмерная промывка
Смешанная	SiO_2		

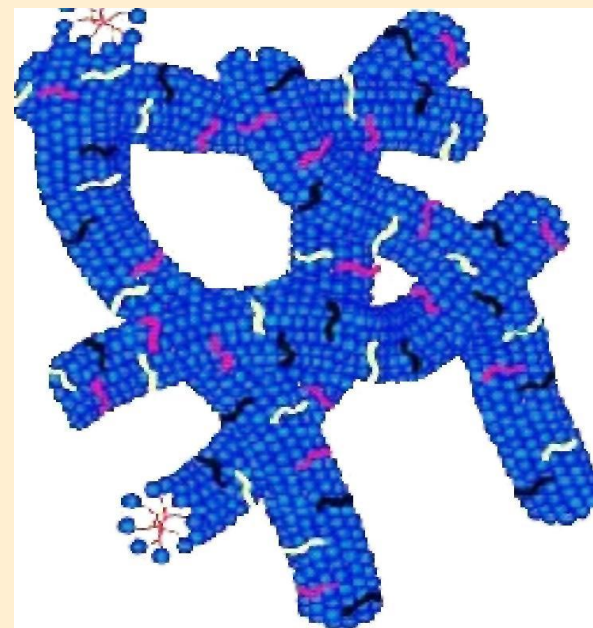
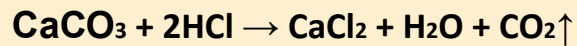
ПЛАСТОВЫЕ МИНЕРАЛЫ – ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ

Минералы	Отложение	Характеристика	Предотвращение отложений
Кальцит	CaF_2 ,/ при плохой промывке HCl - AlF_3	/объемный осадок занимает больше объем чем растворенные глинистые и карбонатные минералы	Промывка HCl
Доломит	CaF_2 , MgF_2		Промывка HCl
Анкерит	CaF_2 , MgF_2 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$		Промывка HCl + добавка уксусной, лимонной кислот
Сидерит	$\text{Fe}(\text{OH})_3$	При снижении pH до 2-4	Промывка HCl + добавка уксусной, лимонной кислот
Гипс			
Ангидрит			
Каменная соль			
Железная руда			
Слюда, глина, полевоы шпат	гидросиликат	Липкое вязкое гелеобразное вещество, студениста масса, осаждаясь закрепляется на поверхности минералов	Быстрое освоение или продавка более чем на 1,5 м.

стр. 29 обработка
карбонатов
стр. 8 обработка
песчаников
Техника и технология – стр
51



Переход сферических мицелл ВУПАВ в червеобразные, в присутствии хлорида кальция



Образование структур в растворе ПАВ

1 – мономеры; 2 – мицелла; 3 – цилиндрическая мицелла (случайно ориентированная); 4 – гексагональная упаковка цилиндрических мицелл; 5 – кристалл поверхностно-активного вещества; 6 – микроэмульсия; 7 – гексагональная упаковка цилиндров воды; 8 – ламелярная мицелла.

