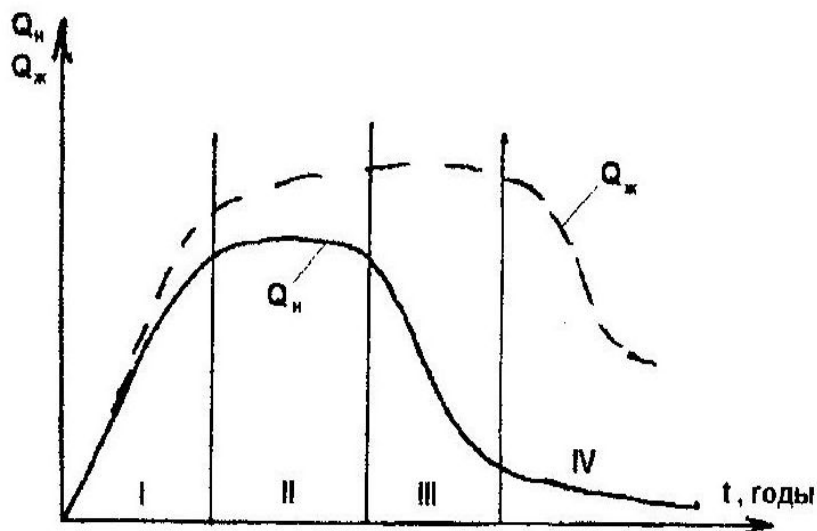


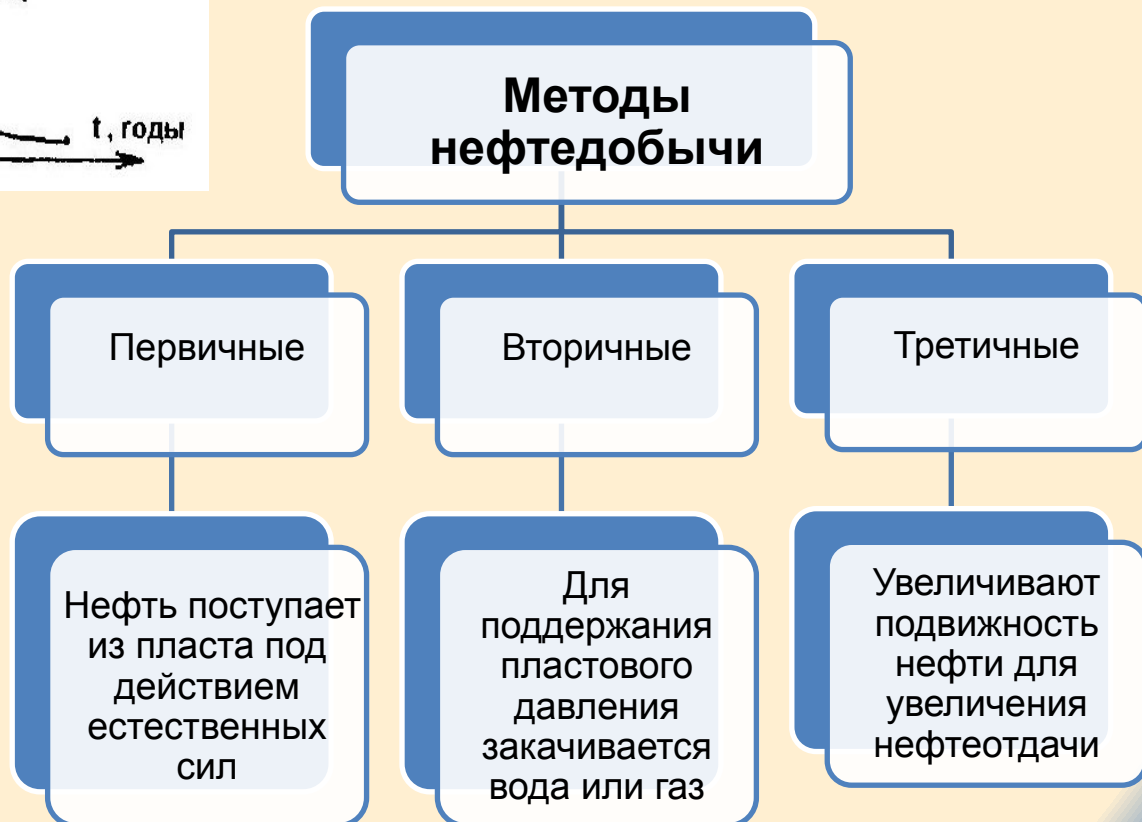
Методы увеличения углеводородоотдачи

Научный сотрудник,
доцент кафедры «РиЭНиГМ», к.х.н.
Склюев Прокофий Витальевич

Стадии разработки нефтяных месторождений



Методы воздействия на пласт подразделяются на первичные, вторичные и третичные, в зависимости от очередности их внедрения и периода разработки залежи.

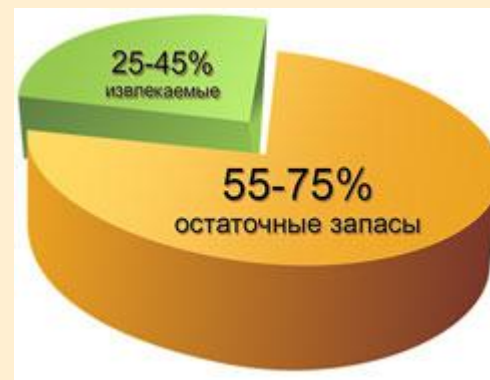


Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%, в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.



Трудноизвлекаемые запасы нефти (ТИЗ) — это запасы, заключенные в геологически сложнопостроенных пластах и залежах или представленные малоподвижной (тяжелой, высоковязкой) нефтью.

Трудноизвлекаемые запасы нефти характеризуются низкими дебитами скважин, медленными темпами разработки, что обусловлено низкой продуктивностью пластов, неблагоприятными условиями залегания нефти, аномальными физико-химическими свойствами нефти

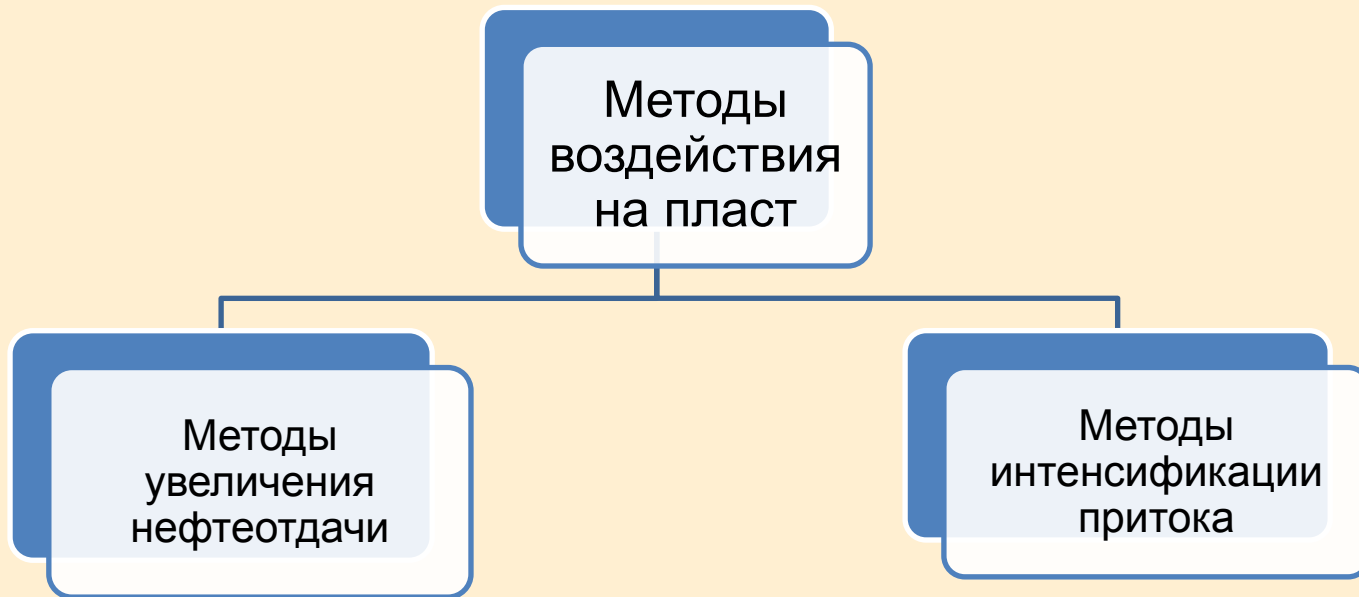
В существующем российском нормативно-правовом поле можно выделить несколько подходов к определению трудноизвлекаемых запасов.

1. С позиции классификации запасов ресурсов нефти и горючих газов, которая утверждена приказом МПР № 477 от 1 ноября 2013 г. Согласно данному документу к **извлекаемым запасам** относят ту «часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды». Исходя из данного определения, к извлекаемым можно отнести запасы разрабатываемых месторождений, а к трудноизвлекаемым – запасы разведываемых месторождений (градация запасов по степени промышленного освоения).

2. С точки зрения качества углеводородного сырья выделяются нефти с аномальными физико-химическими свойствами: тяжелые; вязкие; сернистые; парафинистые; смолистые; с высокой (более 500 м³/т) или низкой (менее 200 м³/т) газонасыщенностью; с наличием более чем 5 % в свободном и (или) растворенном газе агрессивных компонентов (сероводород, углекислота). По данным Института химии нефти СО РАН, данные виды нефти являются распространенными на многих месторождениях мира.

3. С точки зрения коллекторских свойств вмещающего пласта, которые влияют на физико-химические характеристики углеводородного сырья. Одной из основных характеристик коллекторов является проницаемость – способность пород пласта пропускать жидкость и газ при перепаде давления.

По величине проницаемости продуктивные пласты делятся на низкопроницаемые (от 0 до 100 мД); среднепроницаемые (от 100 мД до 500 мД); высокопроницаемые (более 500 мД). Существует деление на 5 классов коллекторов (мкм²): очень хорошо проницаемые (> 1); хорошо проницаемые (0,1–1); средне проницаемые (0,01–0,1); слабопроницаемые (0,001–0,01); плохопроницаемые (< 0,001).



направлены на увеличение конечного коэффициента нефтеизвлечения (КИН), за счет добычи дополнительных объемов углеводородов

направлены на поддержание существующих темпов разработки, восстановление или улучшение фильтрационно-емкостных свойств

Коэффициент извлечения нефти

Начальные извлекаемые запасы нефти равны произведению величин начальных балансовых запасов и конечного КИН.

Коэффициент нефтеотдачи представляет собой долю извлекаемых запасов от геологических.

Конечный коэффициент извлечения нефти показывает, какая часть от начальных балансовых запасов может быть извлечена при разработке залежи до предела экономической рентабельности.

При подсчете начальных извлекаемых запасов нефти залежей, вводимых в разработку, и при пересчете запасов разрабатываемых залежей начальные балансовые запасы умножаются на **утвержденный конечный коэффициент извлечения нефти**, обоснованный технико-экономическими расчетами. Этот коэффициент используется при проектировании разработки залежей, планировании развития нефтедобывающей промышленности и т. п.

Наряду с конечным коэффициентом извлечения нефти различают **текущий коэффициент извлечения**, равный отношению накопленной добычи из залежи или объекта разработки на определенную дату к их начальным балансовым запасам.

Значения КИН по месторождению или залежи зависят от ряда геолого-физических и технологических факторов. Исходными данными для определения КИН служит вся геолого-промысловая информация, получаемая на всех стадиях эксплуатации залежи – от разведки до промышленной разработки. На величину конечного КИН оказывают влияние применяемые методы воздействия. При разработке без воздействия - режим разработки залежи, плотность сетки скважин др.

Проектный конечный КИН рассчитывается по формуле:

$$\text{КИН} = \eta_{\text{ВТ}} \cdot \eta_3 \cdot \eta_{\text{ОХВ}}$$

где $\eta_{\text{ВТ}}$ - коэффициент вытеснения нефти водой;

η_3 - коэффициент заводнения;

$\eta_{\text{ОХВ}}$ - коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициент вытеснения $\eta_{\text{вт}}$ определяют в лабораторных условиях. Он характеризует отношение объема вытесненной нефти из образца породы при бесконечной промывке к первоначальному ее объему в этом образце, т. е. при обводнении выходящей продукции до 100%. Он зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента. Для высокопроницаемых пластов $\eta_{\text{вт}}$ достигает 0,8 - 0,95, в малопроницаемом коллекторе он может быть вдвое меньше. Эти особенности определяют способы расчета средних значений коэффициента вытеснения на различных стадиях изученности залежи.

Коэффициент заводнения η_3 характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 % (от 95 до 99%). Он зависит от неоднородности пласта, проницаемости, относительной вязкости и др.

Коэффициент охвата процессом вытеснения $\eta_{\text{охв}}$ представляет собой отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта.

Из определения коэффициента извлечения нефти следует, что он не характеризует физически возможную предельную полноту нефтеизвлечения, показывая только ту долю нефти, которая может быть извлечена из залежи при разработке ее до экономически целесообразного предела. Таким образом, понятие «коэффициент нефтеотдачи» является, по существу, условным: оно **определяет только ту часть балансовых запасов, извлечение которых экономически целесообразно. Физически возможная добыча нефти из залежей может быть несколько больше.**

Остаточные запасы нефти

Остаточные запасы нефти, сконцентрированные в слабопроницаемых зонах пропластков и линз связаны, в основном, с макронеоднородностью пластов (*Макронеоднородность* - изменчивость формы строения пласта-коллектора, а именно: резкие изменения мощности, расчлененность его на пропластки, прерывистость и линзовидность.)

Формы существования остаточной нефти

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

Главные силы противодействующие извлечению остаточной нефти

капиллярные

вязкостные

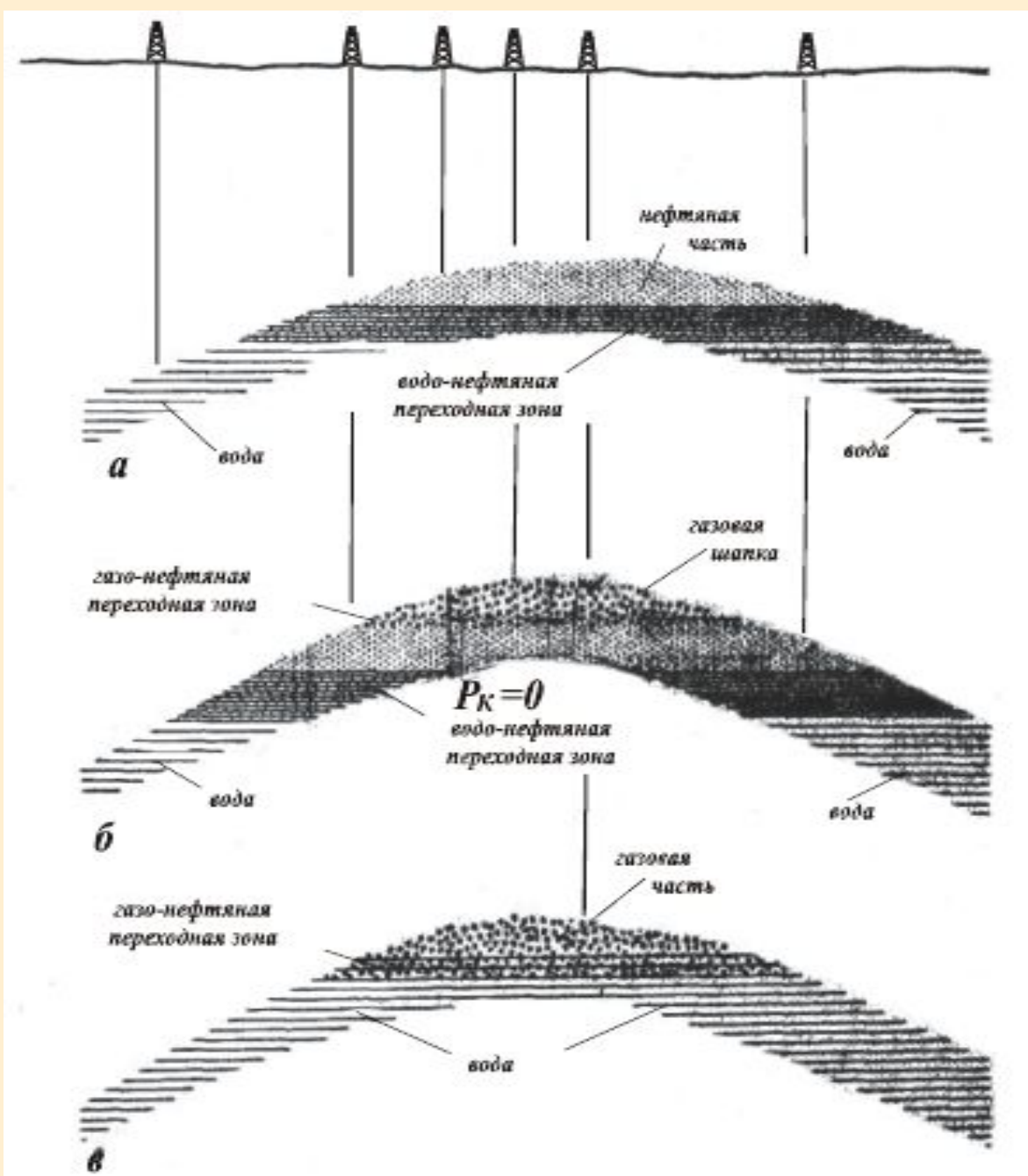
силы упругости
нефти, газа,
воды и породы

гравитационн
ые

молекулярные силы
между флюидами и
породой

Вязкость и плотность жидкостей

- Вязкость нефти в пластовых условиях – основное свойство, определяющее ее подвижность в пористой среде. Скорость фильтрации и расход (дебит) жидкости обратно пропорциональны вязкости нефти при прочих одинаковых условиях.
- Запасы нефти с вязкостью более 50 мПа·с принято относить к трудноизвлекаемым.
- Вязкость нефти в разрезе одного месторождения может существенно (в десятки и сотни раз) различаться для разных залежей и пластов. Так как вязкость пластовой нефти важная для обоснования методов разработки характеристика, требуется тщательное ее определение по всему объему залежей.
- Действие силы тяжести проявляется главным образом при формировании зон газо-, нефте-, водонасыщенности по высоте пласта под действием капиллярных сил

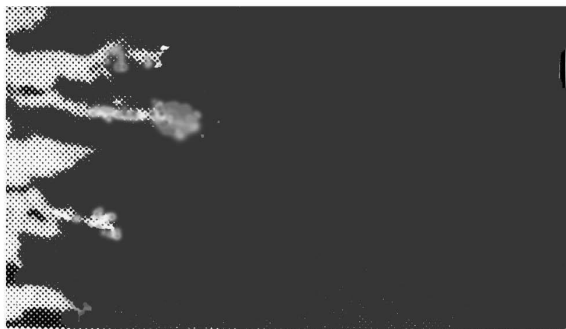


Продвижение фронта вытеснения в однородной модели пласта при $M_o > 50$ (вязкостное языкообразование)

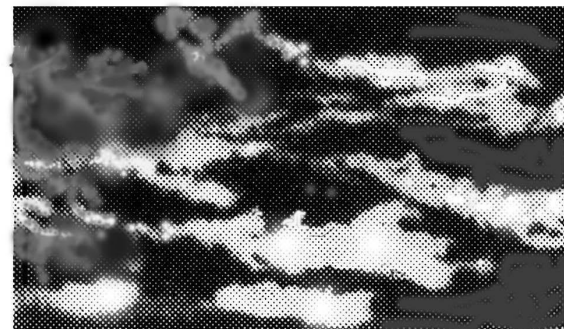
Q_n – накопленный объем добытой нефти в % от объема пор пласта;

$Q_{нар}$ – накопленный объем закачанной воды;

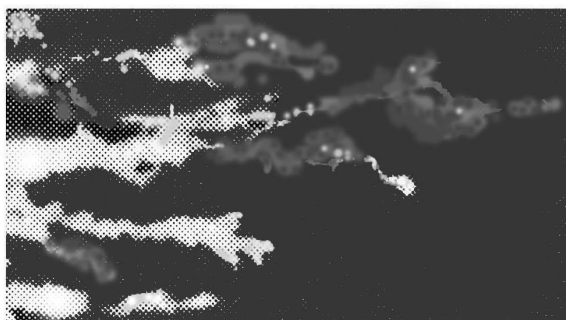
$V_{пор}$ – объем пор пласта.



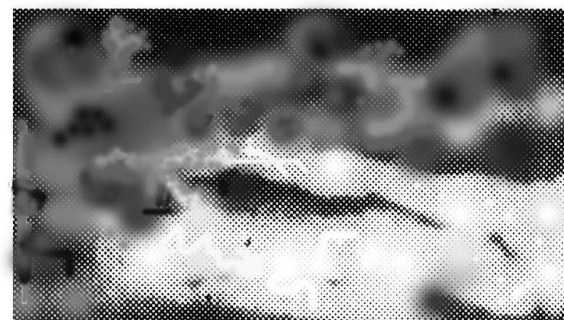
$Q_n = Q_{нар} = 6\%$ от $V_{пор}$



$Q_n = 20\%$; $Q_{нар} = 34\%$



$Q_n = Q_{нар} = 12\%$



$Q_n = 52\%$; $Q_{нар} = 650\%$

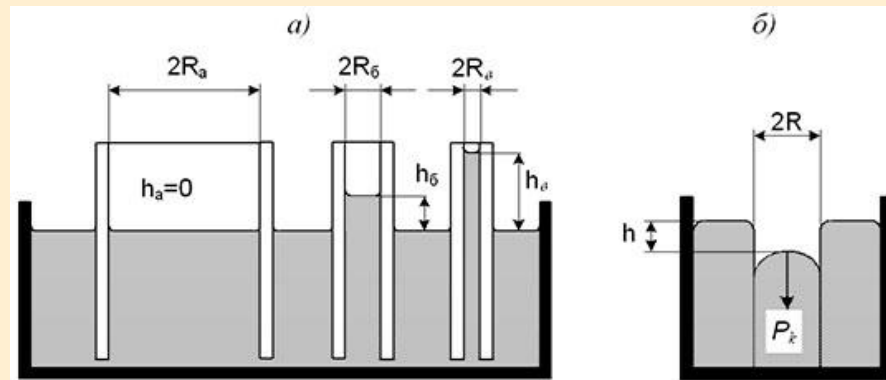
Капиллярные явления

При наличии в пористой среде несмешивающихся жидкостей (нефти и воды) процесс их движения непрерывно контролируется **капиллярным давлением** (разность давлений в несмачивающей (нефти) и в смачивающей (воде) фазах, разделенных в поре мениском), которое зависит от межфазного натяжения на границах раздела нефти и воды, смачиваемости коллектора и размеров пор:

$$p_k = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r},$$

где p_k - капиллярное давление в поровом канале; σ – поверхностное натяжение между нефтью и водой, стремящееся уменьшить поверхность их контакта; θ - контактный угол смачивания поверхности пор смачивающей жидкостью (водой); r - средний радиус порового канала.

Капиллярные силы - основная причина, удерживающая нефть в неоднородной пористой среде - обуславливают остаточную нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой, а при повышенной водонасыщенности призабойных зон препятствуют притоку нефти из пласта в скважину.



Смачиваемость пористой среды

Мерой смачиваемости пористой среды служит контактный угол между плоскостью водонефтяного контакта в поре и твердой поверхностью.

Важнейшая особенность смачивания заключается в том, что в процессе участвуют три разных фазы. Первая фаза – это твердое тело, вторая – смачивающая жидкость. Третьей фазой часто является воздух или другая жидкость, которая не смешивается со смачивающей жидкостью (в этом случае смачивание называют *избирательным смачиванием*).

Краевой угол θ определяется **законом Юнга**. Для системы твердое тело – жидкость – газ уравнение имеет вид:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{ТГ} - \sigma_{ТЖ}}{\sigma_{ЖГ}},$$

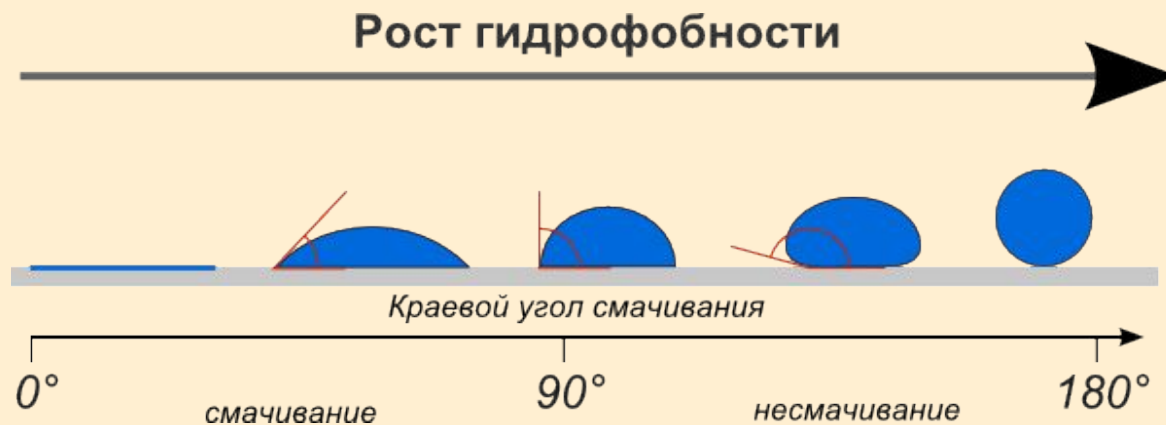
где $\sigma_{ТГ}$, $\sigma_{ТЖ}$, $\sigma_{ЖГ}$ – поверхностное натяжение на границах твердое тело – газ, твердое тело – жидкость, жидкость – газ, соответственно.

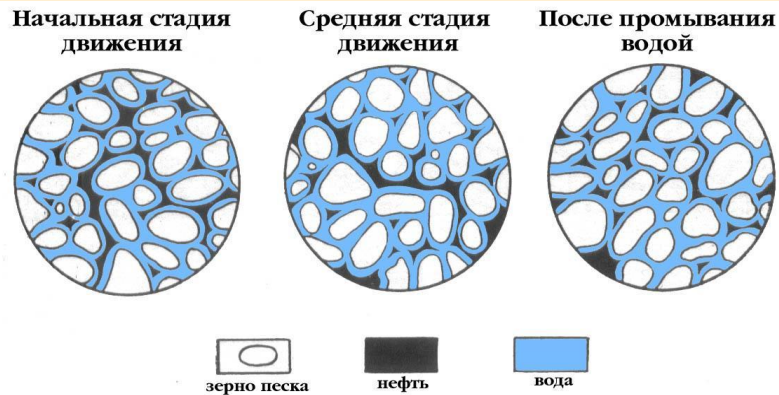
При избирательном смачивании:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{ТЖ1} - \sigma_{ТЖ2}}{\sigma_{Ж1Ж2}},$$

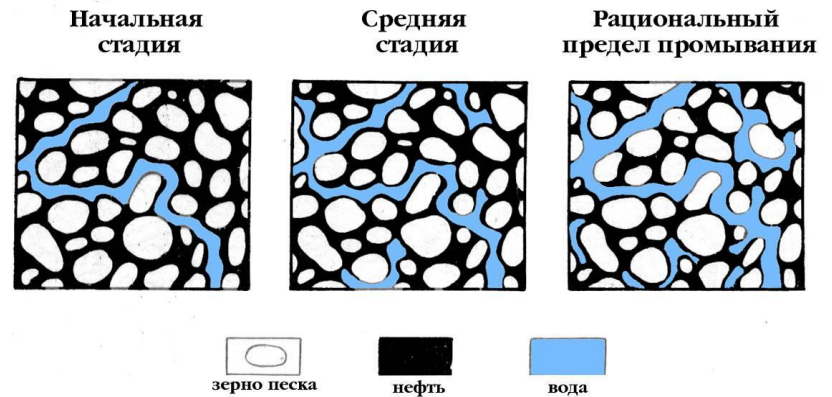


- На основе закона Юнга построена классификация различных случаев контактного взаимодействия жидкостей с поверхностью твердых тел.
- Несмачивание ($\theta > 90^\circ$). В этом случае удельная поверхностная энергия на границе твердого тела с жидкостью $\sigma_{\text{ТЖ}}$ больше, чем на границе твердого тела с газом ($\sigma_{\text{ТЖ}} > \sigma_{\text{ТГ}}$). Физический смысл этого неравенства заключается в том, что самопроизвольное растекание жидкости по данной поверхности термодинамически невозможно. Из закона Юнга следует, что если $\sigma_{\text{ТЖ}} > \sigma_{\text{ТГ}}$, то $\cos \theta < 0$, т.е. краевые углы тупые: $\theta > 90^\circ$. Поверхности, несмачиваемые водой, называют *гидрофобными*.
- Смачивание ($\theta < 90^\circ$). В этом случае удельная поверхностная энергия $\sigma_{\text{ТЖ}}$ на границе твердого тела с жидкостью меньше поверхностной энергии $\sigma_{\text{ТГ}}$ на границе твердое тело – газ: $\sigma_{\text{ТЖ}} < \sigma_{\text{ТГ}}$. Тогда в соответствии с законом Юнга имеем $\cos \theta > 0$, т.е. краевые углы острые ($\theta < 90^\circ$). При условии $(\sigma_{\text{ТГ}} - \sigma_{\text{ТЖ}}) < \sigma_{\text{ЖГ}}$ краевой угол изменяется в интервале $0^\circ < \theta < 90^\circ$. Смачиваемые поверхности называют *лиофильными*, поверхности, которые смачиваются водой – *гидрофильными*.





Распределение жидкостей при заводнении в гидрофильном пласте



Распределение жидкостей при заводнении в гидрофобном пласте

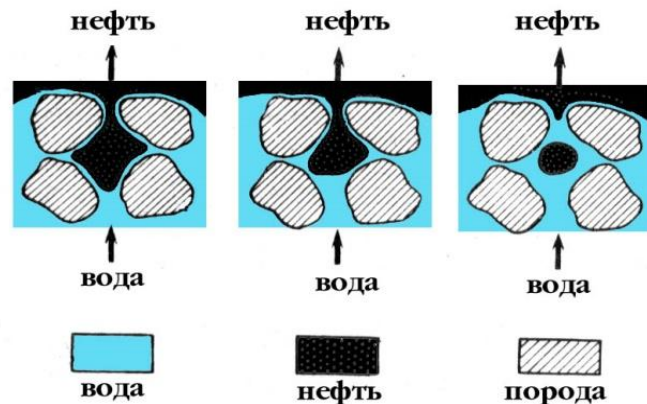


Схема процесса пропитки (вытеснение нефти водой в гидрофильном песке, краевой угол смачивания = 0°)

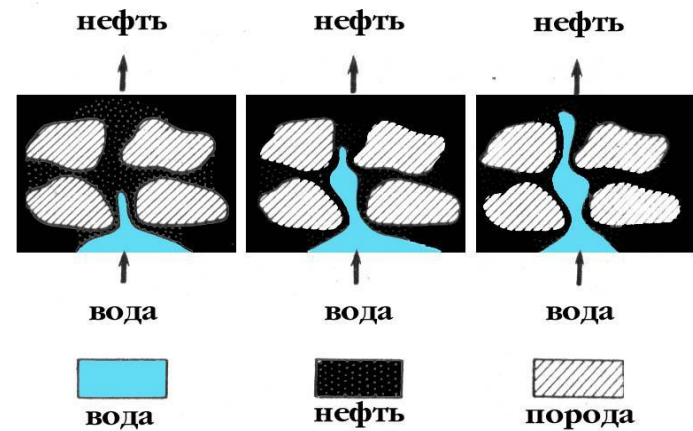


Схема дренирования (вытеснение нефти водой в гидрофобном песке)

Поверхностное (межфазное) натяжение

Поверхностное натяжение является основным свойством границы раздела фаз. Имеет энергетический и механический смысл. Поверхностным натяжением обладают все конденсированные тела.

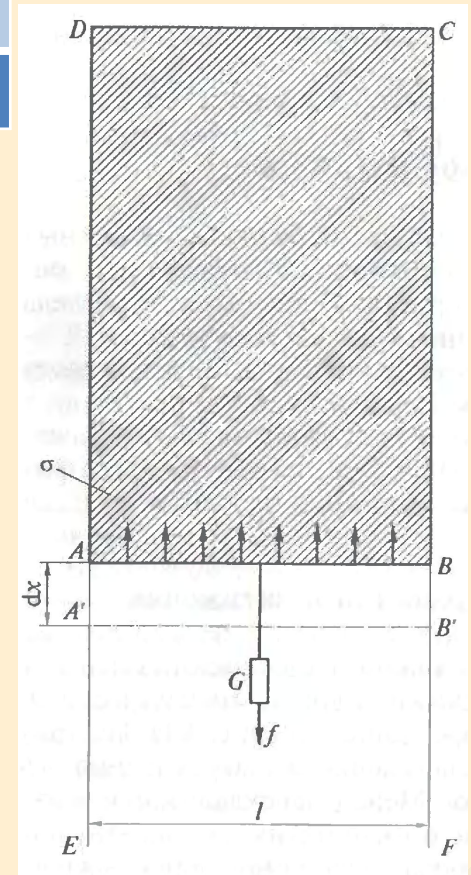
Внешняя фаза	Газ	Газ	Жидкость	Жидкость	Твердое
Конденсированная	Твердое	Жидкость	Жидкость	Твердое	Твердое

$$dW = f dx$$
$$d\Omega = 2l dx$$

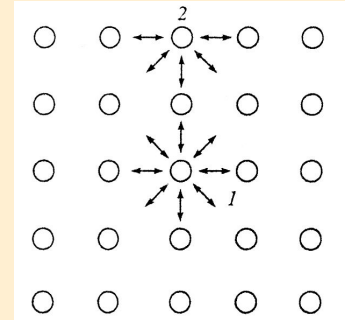
$$\sigma = \frac{dW}{d\Omega}$$

Энергетическое (термодинамическое) определение

Поверхностное натяжение σ , [Дж/м²] – это работа по созданию единицы поверхности при постоянной температуре.



Поверхностное натяжение равно избыточной удельной свободной энергии (энергии Гельмгольца) единицы площади поверхности жидкости при определенной температуре.



Силовое (механическое) определение

Поверхностное натяжение σ , [н/м] – это сила, действующая на единицу длины линии, которая ограничивает поверхность жидкости.

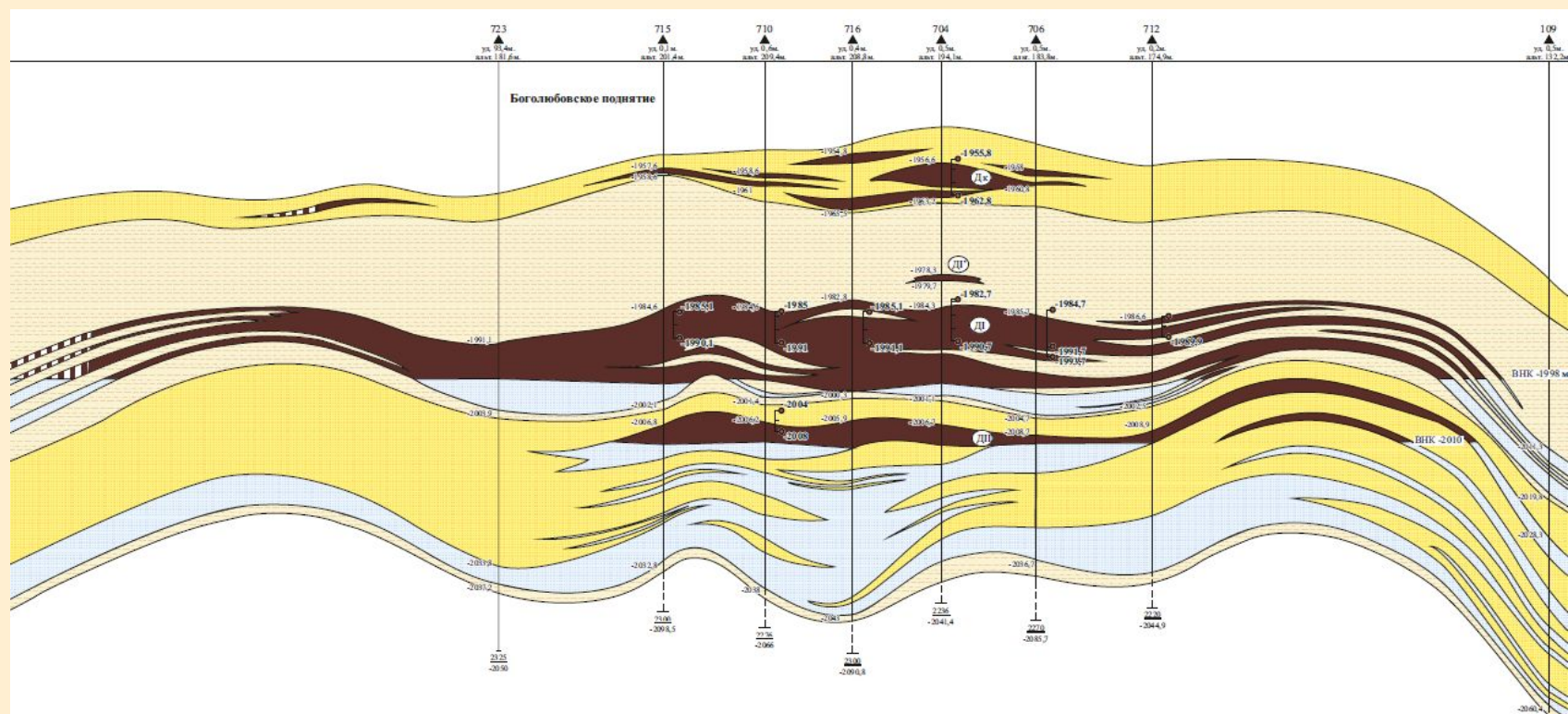
$$\sigma = \frac{f}{2l}$$

Сила поверхностного натяжения направлена тангенциально поверхности раздела фаз и стремится уменьшить эту поверхность.

Неоднородность нефтеносного пласта

Реальные нефтеносные пласты характеризуются **макронеоднородностью** по крайней мере трех основных видов - расчлененностью непроницаемыми пропластками и линзами, изменчивостью проницаемости по разрезу монолитных пластов и неравномерностью свойств пластов по простиранию. Эти виды неоднородности нефтеносных пластов вызывают неравномерность потоков жидкости и помехи для извлечения нефти, снижающие охват пластов рабочим агентом.

Расчлененность пластов в нефтепромысловой геологии принято выражать различными коэффициентами – песчанистости, расчлененности, непрерывности и др.



В **микронеоднородной** пористой среде нефть вытесняется водой с опережением из наиболее крупных пористых частей пласта, а с отставанием и остается невытесненной из мелкопористых частей пласта.

В **гидрофильной пористой среде** за фронтом вытеснения под действием капиллярных сил нефть вытесняется водой из мелких пор в крупные. Для энергетического равновесия и обеспечения минимума свободной энергии происходит противоточная капиллярная пропитка в микромасштабе вода занимает мелкие поры (сужения), а нефть переходит в крупные поры и блокируется водой, оставаясь в них в виде глобул. В таком состоянии будут наименьшими поверхность контакта нефти с водой и свободная поверхностная энергия. Если пористая среда обладает частичной гидрофобностью, что характерно практически для всех нефтеносных пластов, то остаточная нефть может оставаться в порах в виде пленки. У гидрофобной поверхности крупных пор пленка нефти затем сливается с глобулой нефти, пришедшей из мелких пор. Глобулы нефти, заблокированные водой в крупных порах (капиллярными силами), основная причина снижения общей проницаемости для нефти и воды в заводненных пластах. Но нефть в глобулах не теряет способности двигаться при устранении капиллярных сил.

В **гидрофобных коллекторах**, которые на практике встречаются редко, первоначальная связанная вода распределена прерывисто и занимает наиболее крупные поры. Вторгшаяся в пласт при заводнении вода смешивается со связанной водой, оставаясь в наиболее крупных порах. Остаточная же нефть остается в порах меньшего размера и также не теряет способности двигаться при устранении капиллярных сил.

На этом основополагающем факте построена вся теория методов увеличения нефтеотдачи пластов.

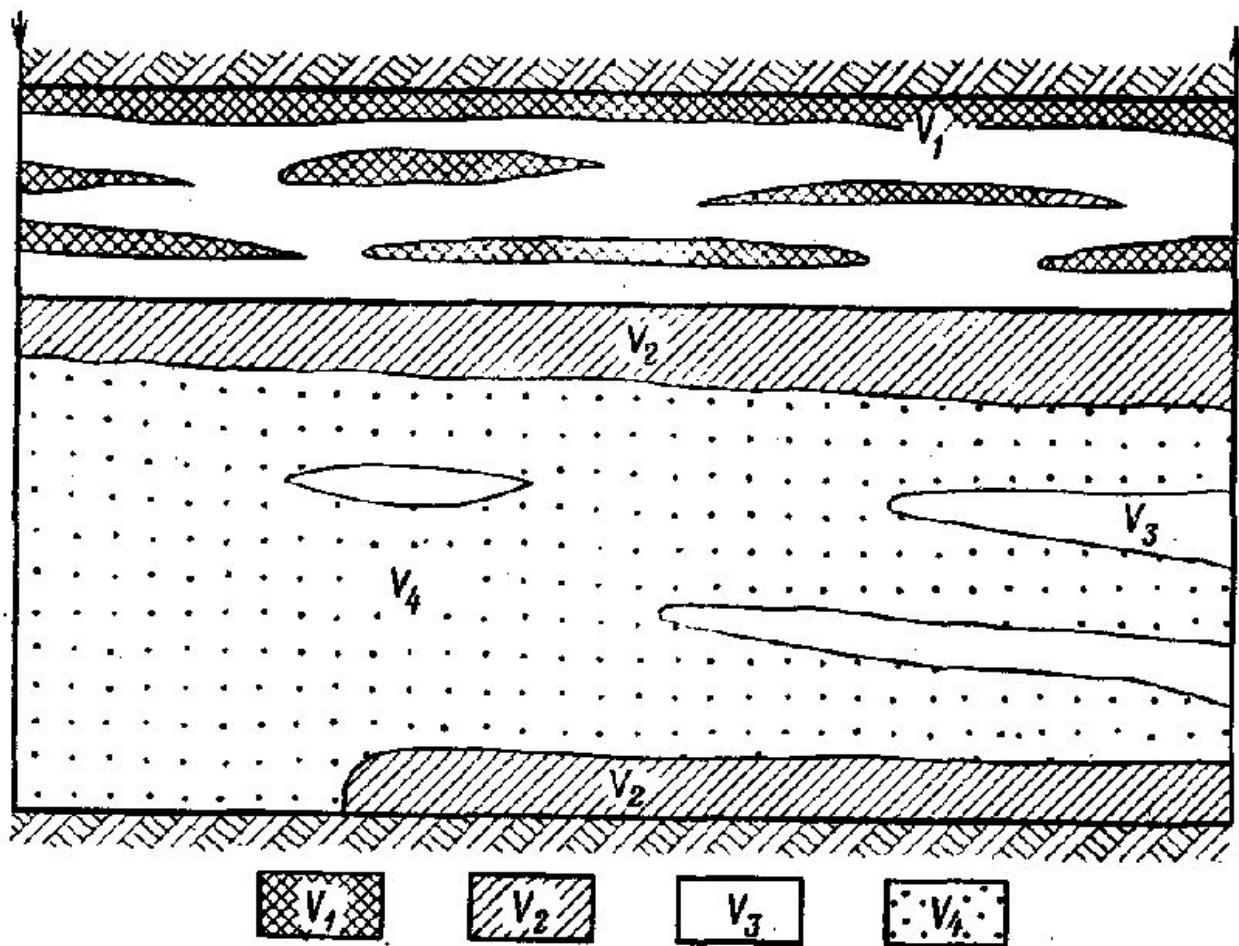


Рис. 6. Схема распределения остаточной нефти в заводненных пластах.

1 — нефть в линзах и пропластках, не охваченных дренированием, 30—40 % и более; 2, 3 — нефть в монолитном пласте, что обусловлено его неоднородностью и вязкостной неустойчивостью вытеснения водой, 10—30 %; 4 — нефть, рассеянная в заводненной части пласта, 20—40 %

Причины образования остаточной нефти и пути её извлечения

Причины образования	Пути извлечения
Расчлененность, прерывистость пластов составляет 0,1-0,8 объема залежи	Повышение охвата дренированием за счет системы размещения скважин, выбора объектов, вскрытия пластов, оптимизации давления нагнетания
Неоднородность пластов по проницаемости от 0,01 до 3-4 мкм ²	Выравнивание проводимости пластов за счет уменьшения фазовой проницаемости для воды, увеличение вязкости и др.
Вязкость нефти больше вязкости воды и изменяется от 1-5 до 50-1000 мПа·с	Снижение вязкости нефти, увеличение вязкости воды; объемное расширение нефти
Межфазные, молекулярные силы на контакте нефти с водой и породой составляют 18-30 мН/м	Снижение межфазного натяжения на контакте нефть-вода; гидрофилизация пористой среды
Микронеоднородность составляет $1 \cdot 10^{-4}$ - 1 см; удельная поверхность пористой среды - $(0,05-3) \cdot 10^4$ см ² /см ³ или (0,02-1,5 м ² /г)	Ослабление молекулярных и проявление гравитационных сил

Цель применения МУН

- Целью для методов увеличения нефтеотдачи пластов после их заводнения является извлечение нефти, оставшейся в заводненных зонах пластов, рассредоточенной по пористой среде, блокированной в отдельных порах водой, а также нефти, оставшейся в неохваченных зонах в слабопроницаемых включениях, слоях, линзах, пропластках и застойных зонах с высокой непрерывной нефтенасыщенностью, объем которой может достигать до 20-80 % от начальных запасов. При этом подвижная нефть остается и в заводненных зонах пласта, и в неохваченных процессом заводнения слоях и пропластках во всех точках залежей, так как предельная минимальная нефтенасыщенность не достигается даже в зонах, прилегающих к нагнетательным скважинам. А в зонах стягивания нефти у добывающих скважин, завершающих разработку, остаточная нефтенасыщенность значительно выше критической, так как в неоднородных пластах и тем более при повышенной вязкости нефти экономически рентабельная предельная обводненность продукции скважин (95-98 %) наступает при средней нефтенасыщенности пластов в призабойных зонах до 45-50 % и более.
- Эту особенность распределения остаточной нефтенасыщенности пластов - увеличение ее от линии нагнетания до линии стягивания от 15-25 до 45-50 % и более - следует учитывать при выборе опытных участков по испытанию методов, схемы размещения скважин и расчетах эффективности.

Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов

Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов

Тепловые методы

- Паротепловое воздействие
- Внутрипластовое горение
- Регулирование теплового баланса пласта (закачка горячей воды)
- Пароциклическое воздействие

Газовые методы

- Воздействие двуокисью углерода
- Воздействие углеводородными газами
- Воздействие азотом и дымовыми газами

Физико-химические методы

- Вытеснение нефти растворами полимеров
- Вытеснение нефти композициями ПАВ
- Вытеснение нефти водными растворами ПАВ
- Вытеснение нефти щелочными растворами
- Воздействие кислотами
- Воздействие углеводородными растворителями
- Воздействие микроорганизмами
- Системное воздействие

Гидродинамические методы

- Циклическое воздействие
- Изменение фильтрационных потоков
- Вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти
- Форсированный отбор жидкости и оптимизация перепада давления
- Барьерное заводнение

Методы увеличения дебита скважин

Объединять их с методами увеличения нефтеотдачи не совсем правильно из-за того, что использование методов увеличения нефтеотдачи характеризуется увеличенным потенциалом вытесняющего агента, а ОПЗ чаще всего не повышает конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводит к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта.

• **физические методы** увеличения дебита скважин:

- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- другие аналогичные методы;

• **химические методы:**

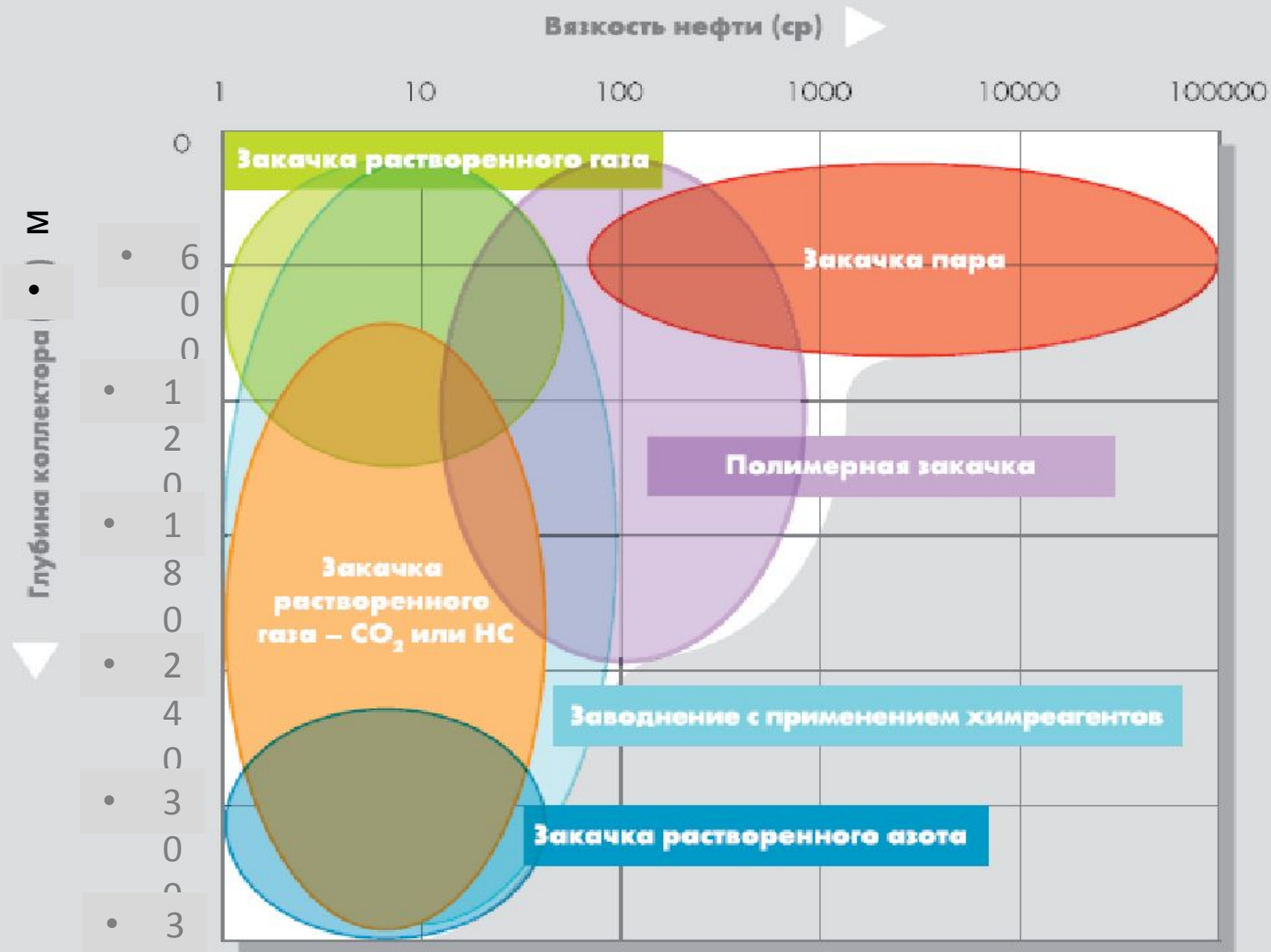
- кислотные обработки;
- обработка гидрофобизирующими составами;
- различные обработки химическими реагентами;

• **тепловые методы:**

- пароциклические обработки;
 - промывки горячей нефтью;
- установки греющих кабелей.

Назначение	Способ воздействия	Рабочий агент
<p>Воздействие на нефть, оставшуюся в пласте в макромасштабе - повышение охвата вытеснением</p>	<p>Повышение вязкости вытесняющего агента снижение вязкости нефти.</p> <p>Увеличение (расширение) объема нефти</p> <p>Увеличение дренируемой (работающей) толщины пласта</p>	<p>Полимеры Мицеллярные растворы Пар Воздух + вода (горение) Углекислый газ То же Пар Воздух + вода (горение) ПАВ Полимеры Водогазовые смеси Щелочи Вода (циклическое заводнение)</p>
<p>Воздействие на нефть, оставшуюся в пласте в микромасштабе - вытеснение рассеянной остаточной нефти</p>	<p>Достижение смешиваемости нефти и вытесняющего агента</p> <p>Снижение межфазного натяжения</p> <p>Повышение смачиваемости пласта водой</p> <p>Повышение фазовой проницаемости для нефти и снижение для воды</p>	<p>Углекислый газ Газ высокого давления</p> <p>Мицеллярные растворы Щелочи</p> <p>Водорастворимые ПАВ Щелочи</p> <p>Водорастворимые ПАВ Водогазовые смеси</p>

Применимость некоторых МУН в зависимости от вязкости нефти



Критерии применимости МУН

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.).

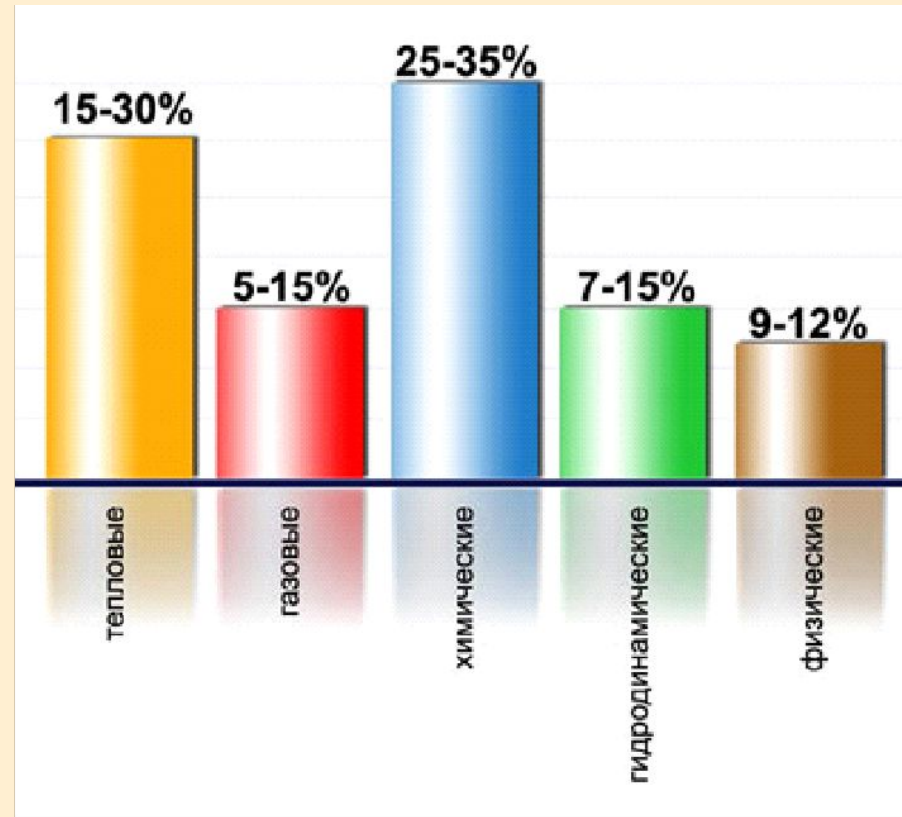
**Методы увеличения нефтеотдачи пластов в зависимости
от геолого-физических условий**

Нефть, вода	Пласт	Метод
<p>Маловязкая легкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния</p> <p>Маловязкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния</p>	<p>Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неоднородный</p> <p>Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, трещиноватый, пористый</p> <p>Песчаный истощенный (заводненный), высокопроницаемый, монолитный</p> <p>Карбонатный заводненный, высокопроницаемый, слаботрещиноватый, неоднородный</p>	<p>Заводнение, циклическое воздействие, водогазовая смесь, закачка ПАВ, применение газа высокого давления</p> <p>Заводнение, циклическое воздействие, применение щелочей, истощение</p> <p>Мицеллярный раствор, углекислый газ, водогазовые смеси</p> <p>Применение углекислого газа, циклическое воздействие</p>
<p>Средневязкая, смолистая (активная) парафинистая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния</p>	<p>Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый</p> <p>Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, трещиновато-пористый</p> <p>Песчаный заводненный, высокопроницаемый, монолитный, однородный</p>	<p>Заводнение (горячая вода), применение полимеров, закачка водогазовой смеси, щелочи</p> <p>Заводнение (горячая вода), циклическое воздействие, закачка щелочи, углекислого газа</p> <p>Применение углекислого газа, микроэмульсий, водогазовых смесей</p>
<p>Высоковязкая тяжелая нефть, вода пластовая с большим содержанием солей</p>	<p>Песчаный глубокозалегающий, высокопроницаемый, слабопроницаемый</p> <p>Песчаный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неглубокозалегающий</p>	<p>Внутрипластовое горение</p> <p>Закачка пара, пароциклические обработки</p>

**Основные критерии для применения физико-химических агентов,
увеличивающих нефтеотдачу пластов**

Параметры	Закачка CO ₂	Применение водогазовых смесей	Полимерное заводнение	Закачка водных растворов ПАВ	Закачка мицеллярных растворов
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<15	<25	5—100	<25	<15
Нефтенасыщенность, %	>30		>50		>25
Пластовое давление, МПа	>8		Не ограничено		
Температура пласта, °С	Не ограничена		0,1 <70		
Проницаемость пласта, мкм ²	То же		Не ограничена		>0,1
Толщина пласта, м	25		Не ограничена		<25
Трещиноватость			Неблагоприятна *		
Литология	Не ограничена		Песчаник	Песчаник и карбонаты	Песчаник
Соленость пластовой воды, мг/л	То же		20		5
Жесткость воды (наличие солей кальция и магния)			Неблагоприятна	Не ограничена	Неблагоприятна
Газовая шапка	Неблагоприятна	Не ограничена	Неблагоприятна		
Плотность сетки скважин, га/скв	Не ограничена		<24	Не ограничена	<16

Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами



Поиск	Изучение физико-химических, гидрогазотермодинамических явлений и микропроцессов
Воплощение	Определение условий вытеснения нефти, воздействия на нефть и пористую среду
Научная демонстрация	Доказательство эффективности процесса вытеснения нефти на моделях пластов
Разработка	Изучение механизма процесса и влияния различных факторов на его эффективность
Опытный образец (показательный опыт)	Демонстрация реализуемости процесса и технологического эффекта в промышленных условиях на месторождении
Проектирование	Создание математических моделей, методов проектирования. Изучение технологии
Промышленные испытания	Определение технологической и экономической эффективности процесса в различных геолого-физических условиях. Обоснование оптимальной технологии и систем разработки
Технико-экономическое обоснование	Определение масштаба, перспектив применения и
Материально-техническое обеспечение	потребных материально-технических средств
Инженерная практика	Задания на производство химических продуктов, техники, оборудования. Включение в планы смежных отраслей
	Промышленное внедрение процесса на месторождениях. Обоснование методов регулирования и модификаций