



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пластов

Типы ловушек – антиклинальные, неантиклинальные

- Типы коллекторов – терригенный, карбонатный, нетрадиционные (глины, сланцы, угольные пласты, доманикиты)

Терригенные коллекторы состоят из зерен минералов и обломков пород разных размеров, сцементированных цементами различного типа. Обычно эти породы представлены в разной мере сцементированными песчаниками, алевролитами, а также в виде смеси с глинами и аргиллитами.

Для характеристики терригенных коллекторов большое значение имеет их минералогический и гранулометрический составы. По минералогическому составу терригенные коллекторы делятся на кварцевые и полимиктовые.

Карбонатные коллекторы слагаются в основном известняками и доломитами. Высокими значениями эффективной пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности обладают так называемые биоморфные, органогенные и обломочные карбонатные породы, пустотное пространство в которых не было подвергнуто вторичным изменениям.

Среднепористые и среднепроницаемые карбонатные коллекторы обладают уже меньшими пористостью и проницаемостью вследствие вторичного изменения порового пространства (диагенеза и катагенеза) и более высокой степенью цементации среднезернистой породы.

Мелкозернистые, слабопроницаемые, мелкопористые карбонатные коллекторы представляют собой сильно перекристаллизованные пелитоморфные породы, обычно называемые матрицами, которые обладают низкой полезной емкостью и плохими фильтрационными свойствами. Карбонатные коллекторы осложнены трещиноватостью различного происхождения.



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пластов
Удельная поверхность пористой среды связана с пористостью и проницаемостью следующим соотношением:

$$S_y = G \frac{m}{\sqrt{k}} \sqrt{m},$$

где S_y - удельная поверхность; m - пористость; k -

гидродинамический коэффициент, равный $(7-10) \times 10^3$ для разных коллекторов.

Эта характеристика имеет большое значение для применения физико-химических методов ПНП, так как любые химические растворы, находясь длительное время в пластах, взаимодействуют с их поверхностью, вызывая процессы адсорбции химических реагентов, деструкции молекул. ионного обмена между растворами и поверхностью, растворения солей и др.

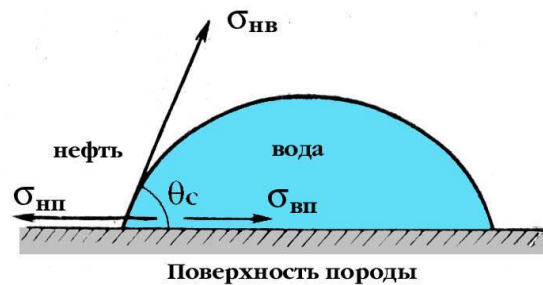


Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

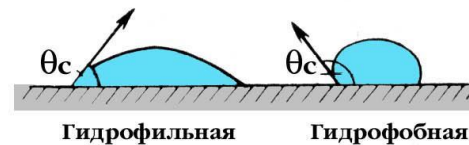
Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

Важная характеристика микроструктуры пористых сред нефтеносных пластов - **смачиваемость** их поверхности. От того, какой смачиваемостью характеризуется пористая среда, зависят специфика вытеснения нефти водой и различными реагентами, состояние и распределение остаточной нефтенасыщенности в пласте и доминирующая цель воздействия на пласт, направленного на снижение остаточных запасов нефти.

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



Смачиваемость системы
нефть-вода-твердая поверхность



Уравнение Юнга-Дюпре:

$$\sigma_{нт} - \sigma_{вт} = \sigma_{нв} \cos \theta_c$$

где $\sigma_{нт}$ – энергия поверхности раздела (энергия поверхностного натяжения) нефть-твердая порода, дин/см;

$\sigma_{вт}$ – то же, раздела вода-твердая порода, дин/см;

$\sigma_{нв}$ – то же, раздела нефть-вода, дин/см;

θ_c – угол поверхности контакта нефть-вода-твердая порода (краевой угол смачивания), замеренный по воде, в град.



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

пластов

Реальная смачиваемость нефтегазоносных пластов не поддается прямому измерению, так как невозможно измерить контактный угол между водой и нефтью в широком диапазоне изменения минералогического состава пород, шероховатости, глинистости поверхности пор и пр.

Существуют лишь косвенные методы определения смачиваемости по пластинкам, моделирующим поверхность пор, или пропиткой кернов водой или нефтью и центрифугированием.

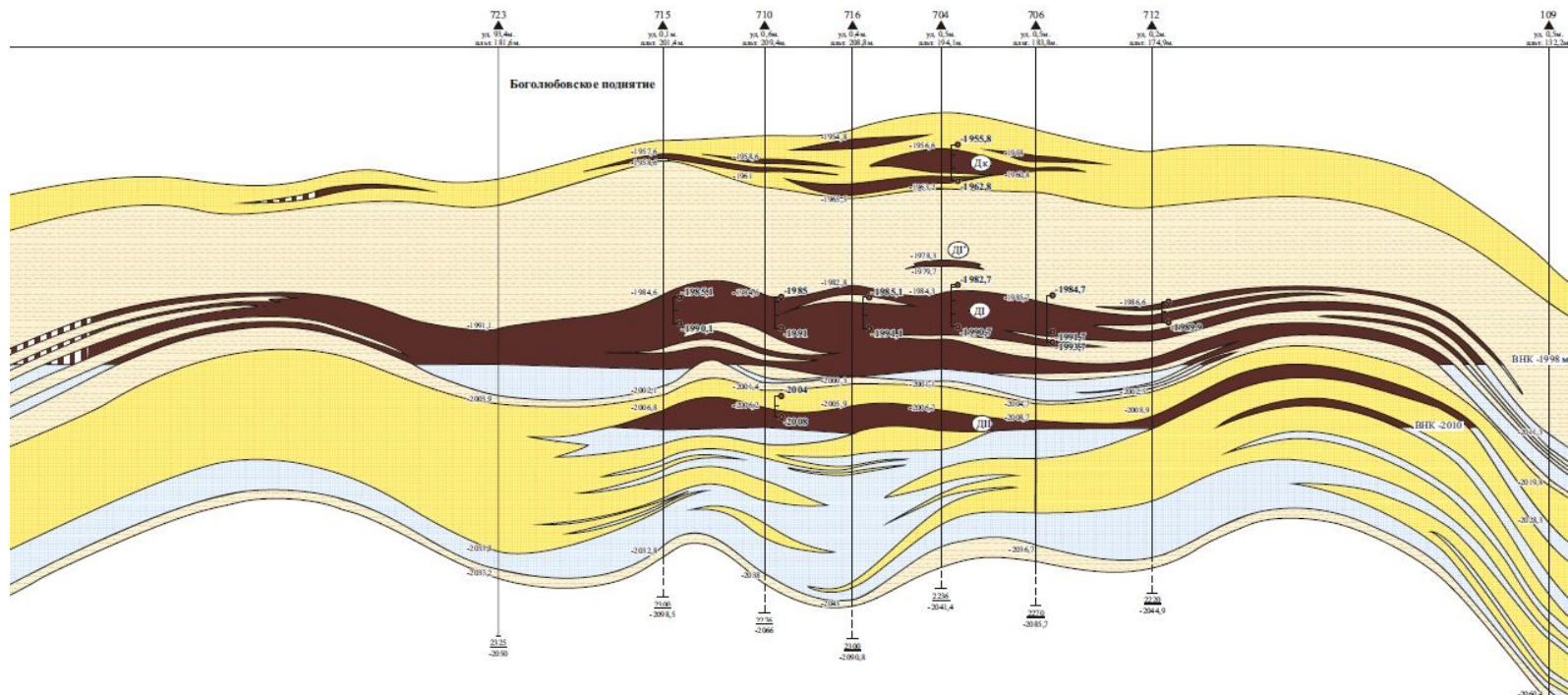


Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

Реальные нефтеносные пласты характеризуются макронендродностью по крайней мере трех основных видов - расчлененностью непроницаемыми пропластками и линзами, изменчивостью проницаемости по разрезу моноклитных 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.





Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

Коэффициент расчлененности K_p представляет собой отношение числа проницаемых пропластков во всех скважинах n к числу скважин N

пластов

$$K_p = \sum_1^N n_i / N.$$

Коэффициент песчанистости $K_{п}$ - это отношение суммы толщин проницаемых пропластков h к сумме общих толщин пласта во всех скважинах H :

$$K_{п} = \sum_1^N h_i / \sum_1^N H_i.$$

Коэффициент непрерывности пластов $K_{н}$ есть отношение суммы толщин проницаемых пропластков, встречаемых во всех скважинах (по корреляции, h_i непр), к сумме толщин всех выделенных проницаемых слоев, линз и пропластков во всех скважинах h :

$$K_{н} = \sum_1^N h_{i\text{непр}} / \sum_1^N h_i.$$



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

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.

Гидропроводность пласта выражается отношением произведения проницаемости и толщины пласта к вязкости нефти.

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 важнейшая для обоснования методов разработки характеристика, требуется тщательное ее определение по всему объему залежей.



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пластов

Начальная нефтенасыщенность пластов. Пористая среда продуктивных нефтеносных пластов изначально насыщена нефтью совместно с остаточной связанной водой. В пластах недонасыщенных нефтью величина остаточной и связанной водонасыщенности различаются.

Широкое различие насыщенных нефтью и связанной водой обусловлено разной удельной поверхностью породы и распределением размера пор.

Распределение нефти и воды в порах определяется характером смачиваемости поверхности пор: в гидрофильных коллекторах вода пленкой покрывает зерна все более мелкие поры и сужения пор, а нефть - все остальные, более крупные поры и центральные части пор. Насыщенность и водой, и нефтью непрерывна. При длительном залегании нефти в пористой среде часть поверхности крупных пор оказалась в контакте с нефтью и гидрофобизовалась. Поэтому в большинстве случаев реальные нефтеносные коллекторы обладают смешанной смачиваемостью.

В случаях преимущественно гидрофобных коллекторов вода занимает наиболее крупные поры и насыщена водой прерывиста.



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пластов

Силы, действующие на нефтяную залежь и внутри нее.

- гидростатическое давление, напор контурных вод;
- горное давление - вес вышележащих горных пород;
- давление газовой шапки;
- силы упругости нефти, газа, воды и породы;
- гравитационные силы;
- капиллярные силы (натяжение смачивания) между флюидами и породой;
- молекулярные силы между флюидами и породой.

При нарушении природного равновесия этих сил в результате вскрытия пласта и снижения давления начинается сложнейшее их проявление - преобладание одних и подавление других и, как следствие, движение жидкостей и изменение насыщенности пористой среды.

Режимы вытеснения нефти:

- **естественные (первичные):** упругий – изменение объема породы и флюидов под действием давления, зависит от величины сжимаемости; растворенного газа – вытеснение за счет энергии расширения газ при снижении давления ниже давления насыщения; упруго-водонапорный – напор контурных вод; расширения газовой шапки – перемещение газо-нефтяного контакта, гравитационный - существенный приток нефти только в случае большой толщины нефтяного слоя, большого наклона высокопроницаемого пласта и свободной поверхности нефти, могут играть очень большую роль при других режимах;
- **искусственные (вторичные):** различные виды поддержания пластового давления закачкой воды, газа, водогазовой смеси.



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пластов

Капиллярные силы. При наличии в пористой среде не смешивающихся 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

$$p_k = 2\sigma \cos \theta / r,$$

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.

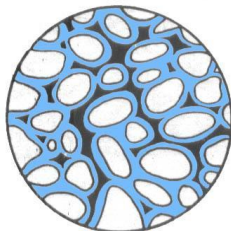


Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

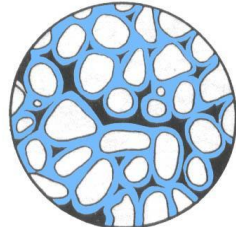
Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

пластов

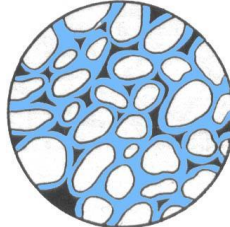
Начальная стадия движения



Средняя стадия движения



После промывания водой



Распределение жидкостей при заводнении в гидрофильном пласте

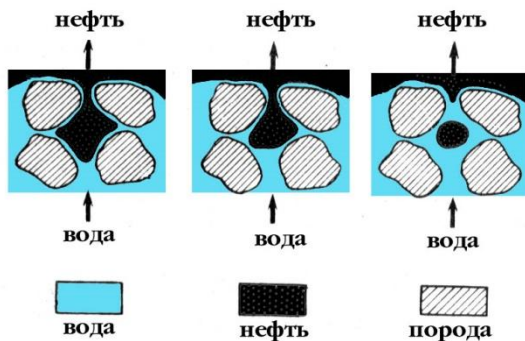
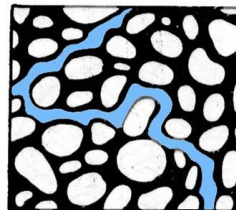
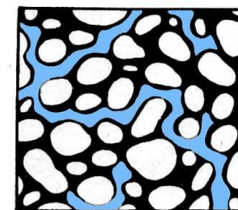


Схема процесса пропитки (вытеснение нефти водой в гидрофильном песке, краевой угол смачивания = 0°)

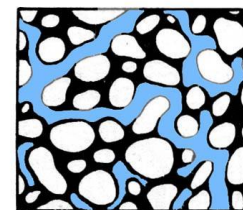
Начальная стадия



Средняя стадия



Рациональный предел промывания



Распределение жидкостей при заводнении в гидрофобном пласте

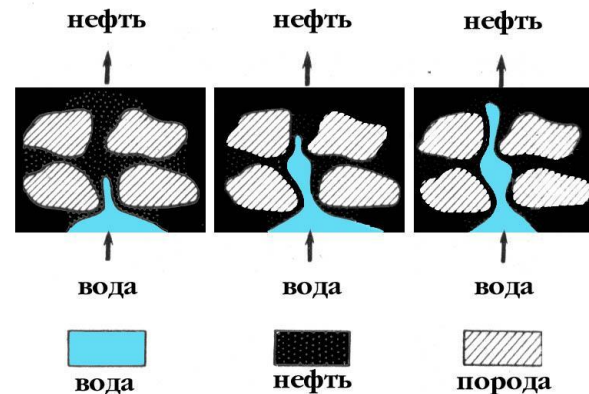


Схема дренирования (вытеснение нефти водой в гидрофобном песке)

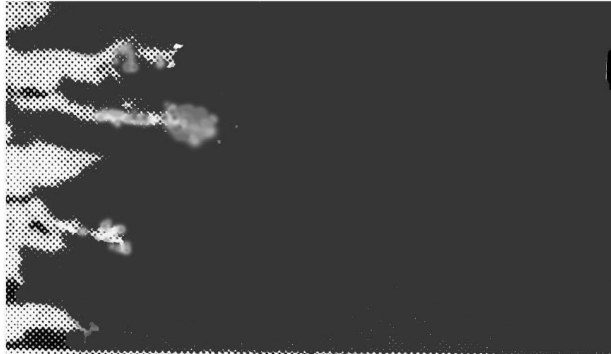


Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

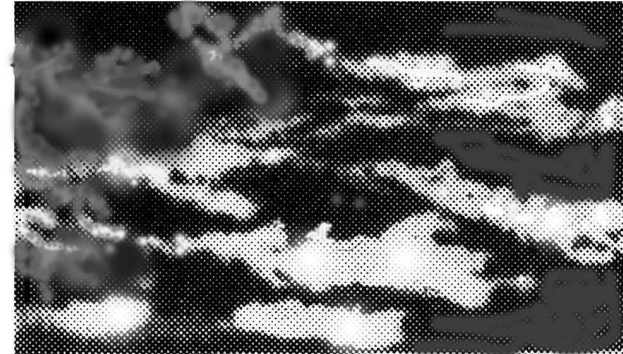
Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны (языкообразование)

Q_H – накопленный объем добытой нефти в % от объема пор пласта; $Q_{наг}$ – накопленный объем закачанной воды;

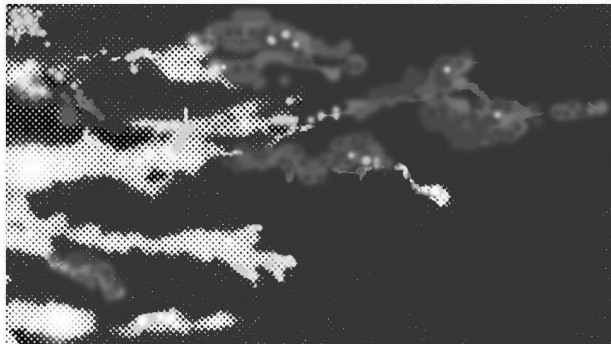
$V_{пор}$ – объем пор пласта.



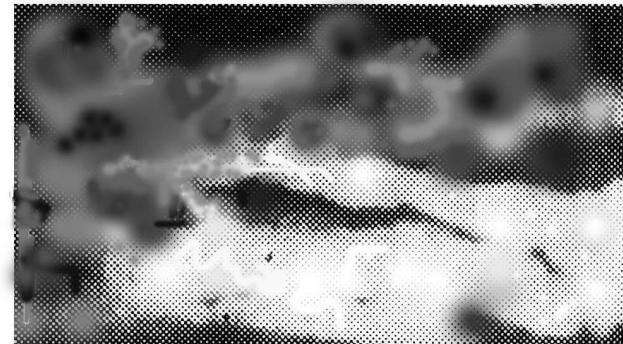
$$Q_H = Q_{наг} = 6\% \text{ от } V_{пор}$$



$$Q_H = 20\%; Q_{наг} = 34\%$$



$$Q_H = Q_{наг} = 12\%$$



$$Q_H = 52\%; Q_{наг} = 650\%$$



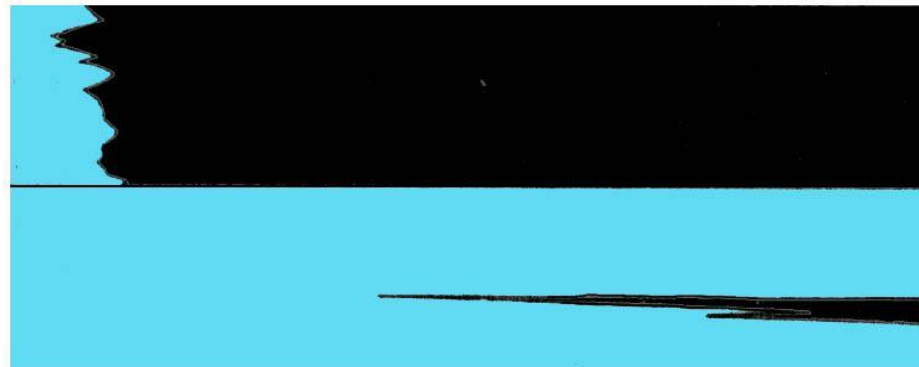
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

$\tau=0.3$ $\eta=27.9\%$ $B=30\%$



$\tau=1$ $\eta=43.3\%$ $B=94.7\%$



Вытеснение нефти водой



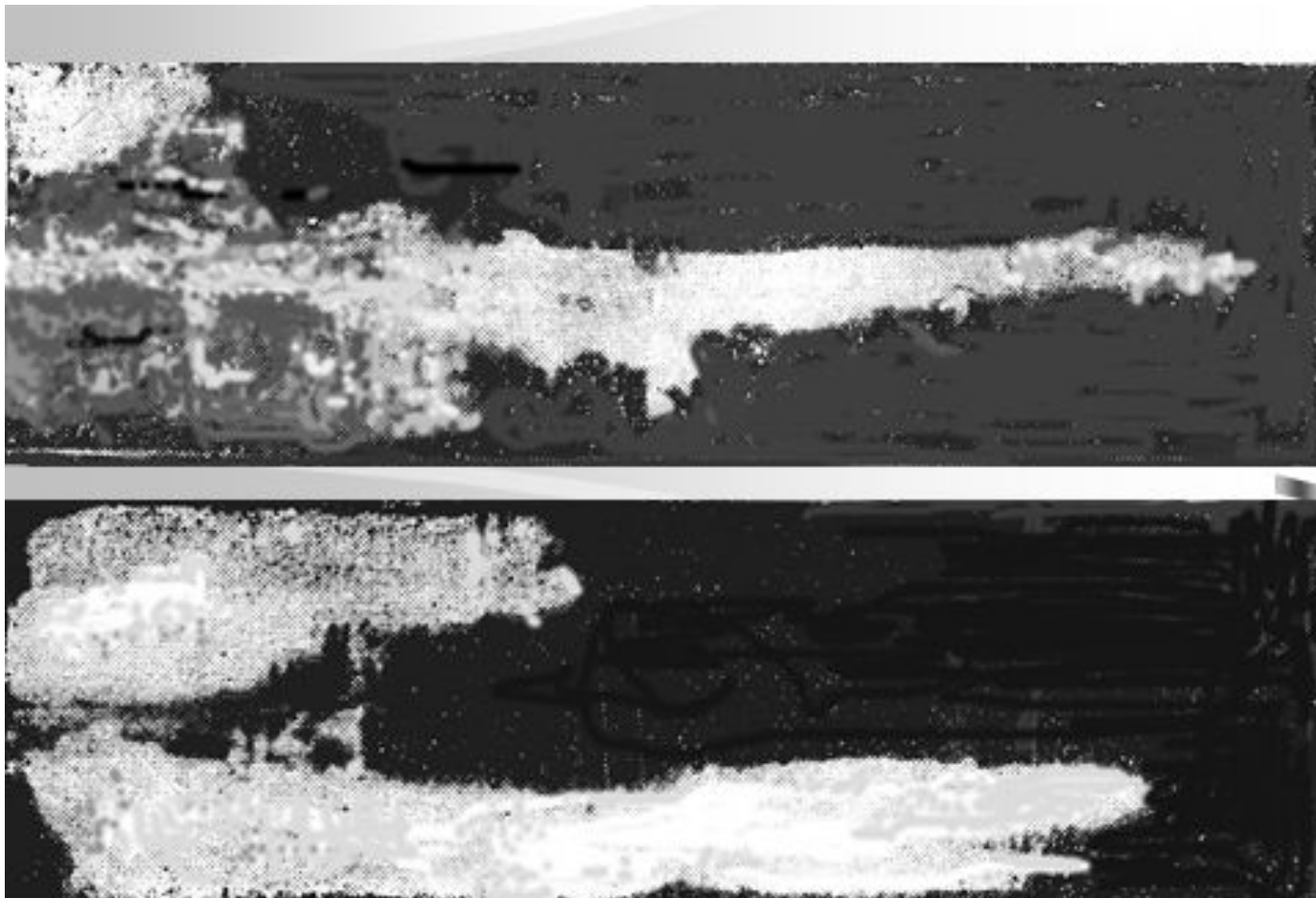
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

Продвижение фронта вытеснения в трехслойной модели пласта:

пластов

а - $\pi_0 = 1.6$, безводная нефтеотдача 32,1%; б - $\pi_0 = 60.0$, безводная нефтеотдача – 33.0%





Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны
В микронеоднородной пористой среде нефть вытесняется из наиболее крупных пористых частей пласта, а с отставанием и остается невытесненной из мелкопористых частей пластов. 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.

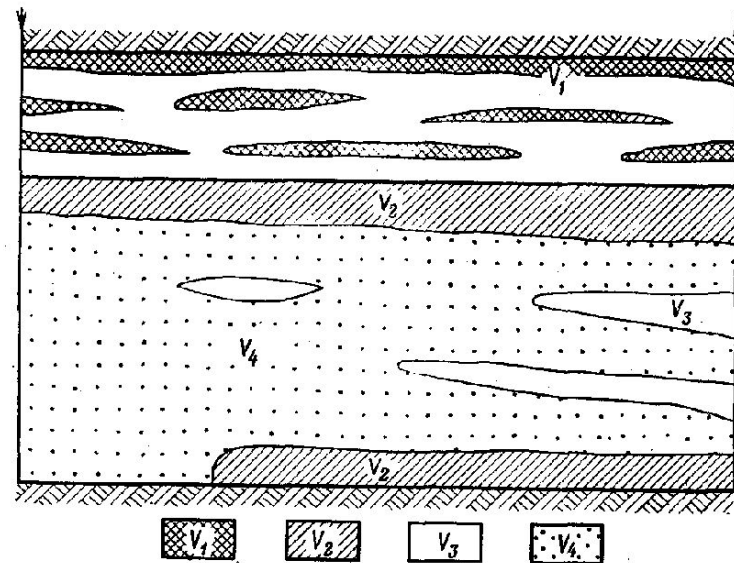


Рис. 6. Схема распределения остаточной нефти в заводненных пластах.

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 %



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

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.

Другое важнейшее условие успешного применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов - знание свойств остаточной нефти, которые могут отличаться от свойств добываемой нефти по разным причинам: вследствие расслоения нефти на легкие и тяжелые компоненты, остающиеся в пласте, вторичного изменения свойств нефти под действием внесенных в пласт с водой кислорода, микроорганизмов и пр.



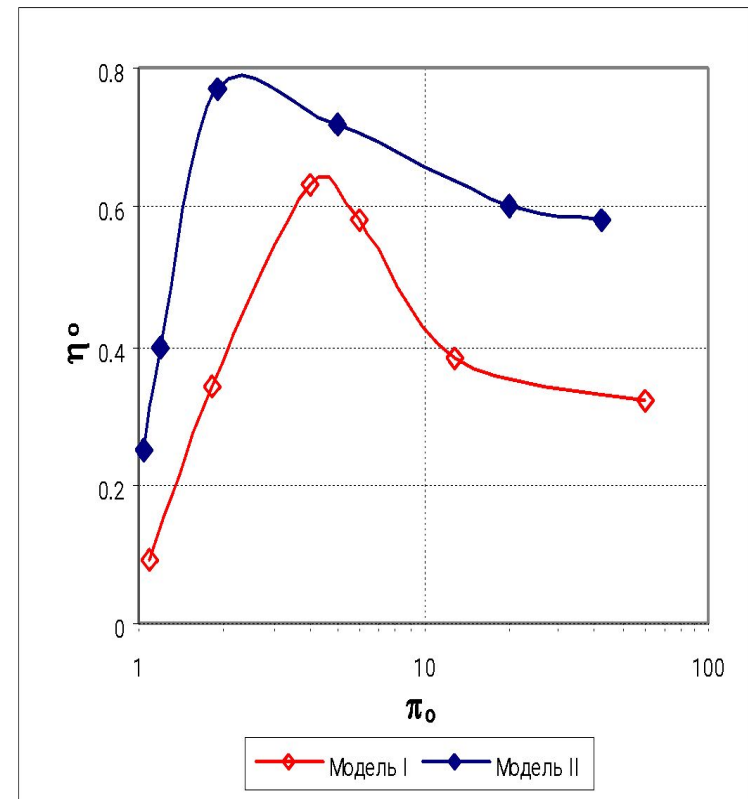
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пластов

$$\pi_o = \frac{\sigma \cdot \varphi(\theta_2) \sqrt{k_2 m_2}}{h_2 V \mu_n}$$

Анализ промысловых данных показывает, что правая ветвь кривой зависимости η_o (π_o) реализуется в природе очень редко, поэтому с практической точки зрения большего внимания заслуживает левая ветвь этой кривой. В этой области критерий π_o может быть использован только при значениях $\pi_t > 1$ (при устойчивом течении в высокопроницаемом слое). Когда же наступает послонное движение воды ($\pi_t \leq 1$), то действие капиллярных сил в поперечном направлении сводится к минимуму (перетоки отсутствуют).

Зависимость безводной нефтеотдачи от параметра π_o : 1 - модель I; 2 - модель II,





Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

$$K_{ИН} = \beta_{\text{выт}} \cdot \beta_{\text{др}} \cdot \beta_{\text{зав}}$$

пластов

Основные коэффициенты, определяющие величину извлекаемых запасов нефти:

- Коэффициент вытеснения нефти определяет величину возможного извлечения нефти при бесконечной промывке

$$\beta_{\text{выт}} = \frac{1 - S_{\text{НО}} - S_{\text{в св}}}{1 - S_{\text{в св}}},$$

где

$S_{\text{НО}}$ – остаточная нефтенасыщенность; $S_{\text{в св}}$ – связанная водонасыщенность;

- Коэффициент охвата вытеснением (дренирования) определяет снижение нефтеотдачи из-за неблагоприятного соотношения вязкостей нефти и воды, расчлененности пластов по разрезу и невыдержанности по простиранию, размещения скважин и условий вскрытия пластов в них.
- Коэффициент охвата заводнением учитывает потери нефти в пласте при прекращении разработки по экономическим или технологическим причинам.



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

Таким образом, целью для методов **повышения** 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.

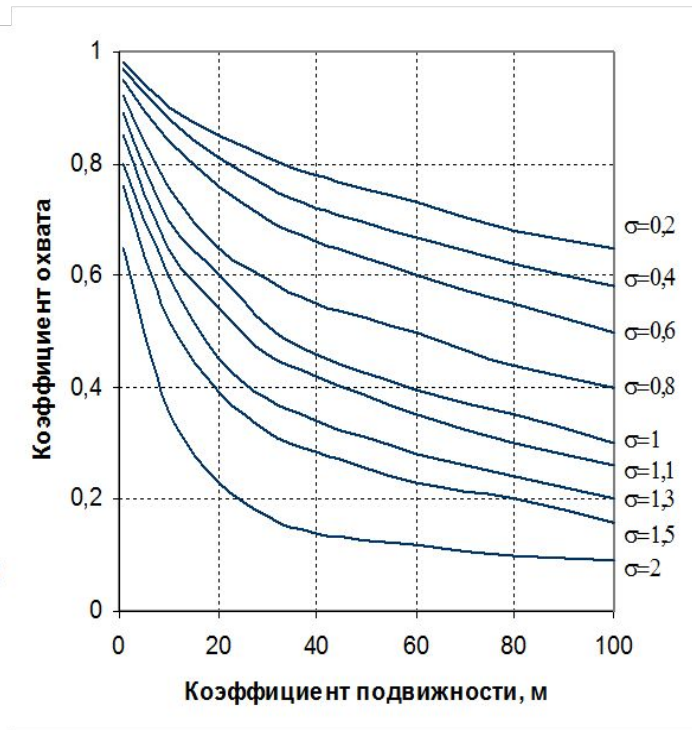
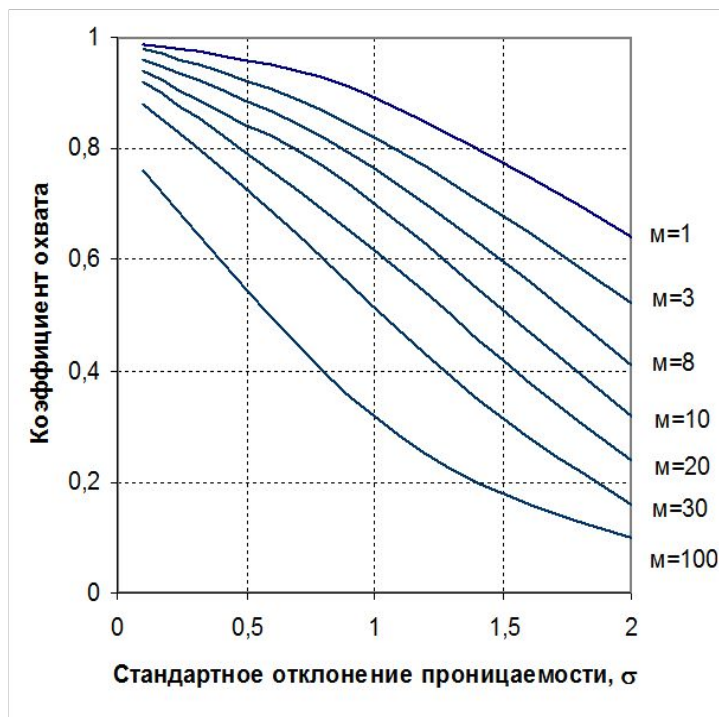
Эту особенность распределения остаточной нефтенасыщенности пластов - увеличение ее от линии нагнетания до линии стягивания от 15-25 до 45-50 % и более - следует учитывать при выборе опытных участков по испытанию методов, схемы размещения скважин и расчетах эффективности.



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

Влияние степени неоднородности пластов и вязкости нефти



Влияние степени неоднородности и коэффициента подвижности на охват пласта при заводнении пятиточечного элемента площадной системы



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

Основные показатели разработки месторождений Самарской области, находящихся на последней стадии разработки

| Показатели | Месторождения | | | | |
|---|---------------|---------------|-----------------|-----------|------------|
| | Зольненское | Стрельненское | Яблоновый овраг | Губинское | Сызранское |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз | 1,6 | 2,3 | 16,5 | 20,0 | 30,0 |
| Соотношение вязкостей нефти и воды | 1,0 | 1,5 | 11,4 | 17,0 | 25,0 |
| Коэффициент безводной нефтеотдачи, % | 36,0 | 28,0 | 16,0 | 4,0 | 7,0 |
| Нефтеотдача к моменту достижения относительного объема внедрившейся в залежь воды 1,5 объема пор, % | 65,0 | 61,0 | 46,0 | 4,0 | 31,0 |
| Суммарный относительный объем внедрившейся воды к моменту достижения конечной нефтеотдачи | 1,5 | 1,6-1,8 | 3 | 5 | 5 |
| Прогнозная конечная нефтеотдача, % | 65,0 | 63,0 | 55,0 | 50,0 | 35,0 |



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

эфтеотдачи и обработки призабойной зоны

пастов

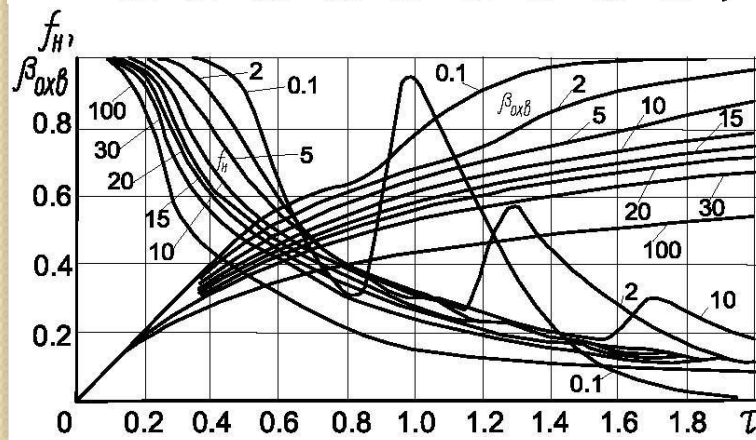
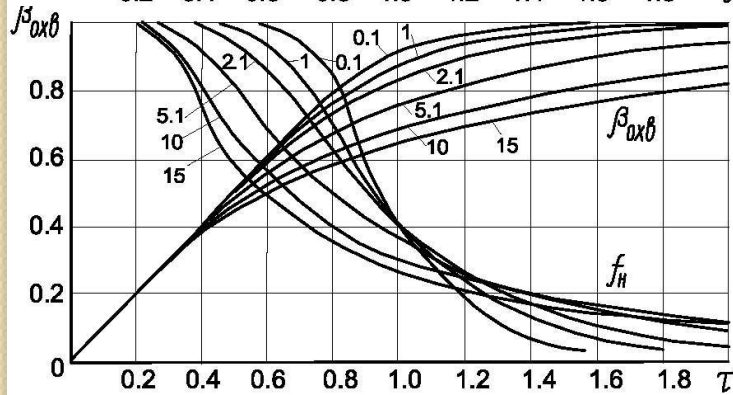
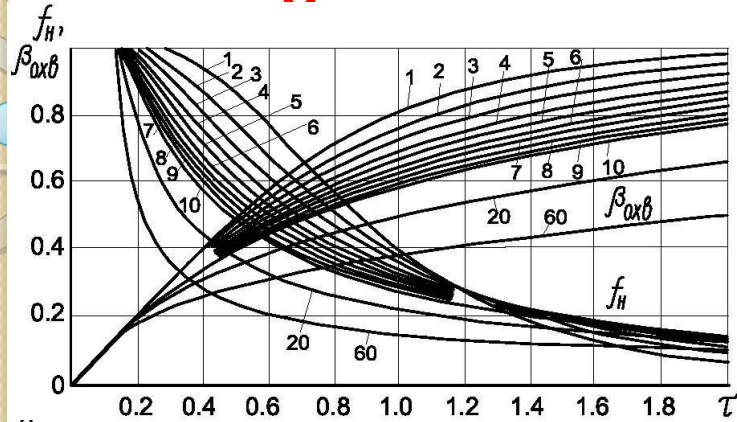
Динамика показателей заводнения неоднородного пласта при различных соотношениях вязкости нефти и воды ($f(\omega)$ подчиняется логарифмически нормальному закону: $k_B=0,6$; $k_H=1$;

$$W=(L_2-L_1)/(L_2+L_1)=0.$$

Цифры на кривых соответствуют значению

$$\mu_0 = \mu_H / \mu_B).$$

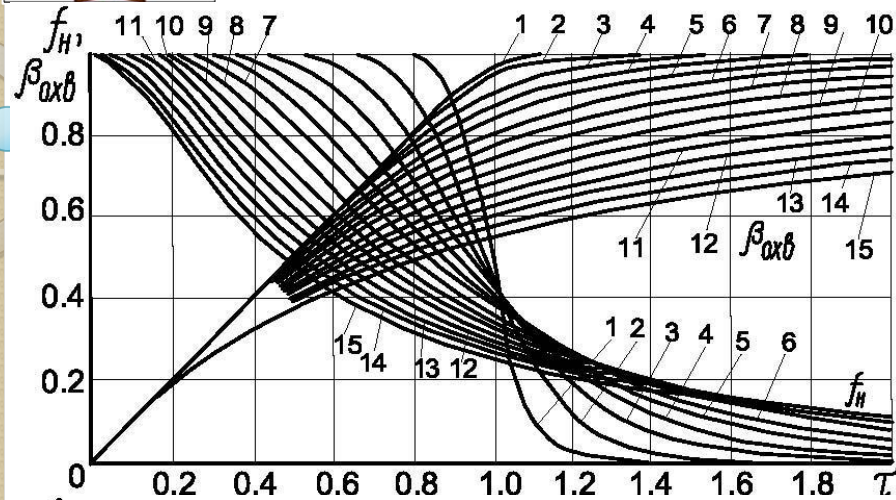
- а — вытеснение в галерею ($\sigma=0,6$);
- б — семиточечная площадная система заводнения ($\sigma=0,3$, жесткие трубки тока);
- в — трехрядная система заводнения ($\sigma=0,3$, $\alpha=1/2\sigma=1$, скважины первого ряда выключаются при 97,3%-ной обводненности, скважины стягивающего ряда — при 99%-ной)



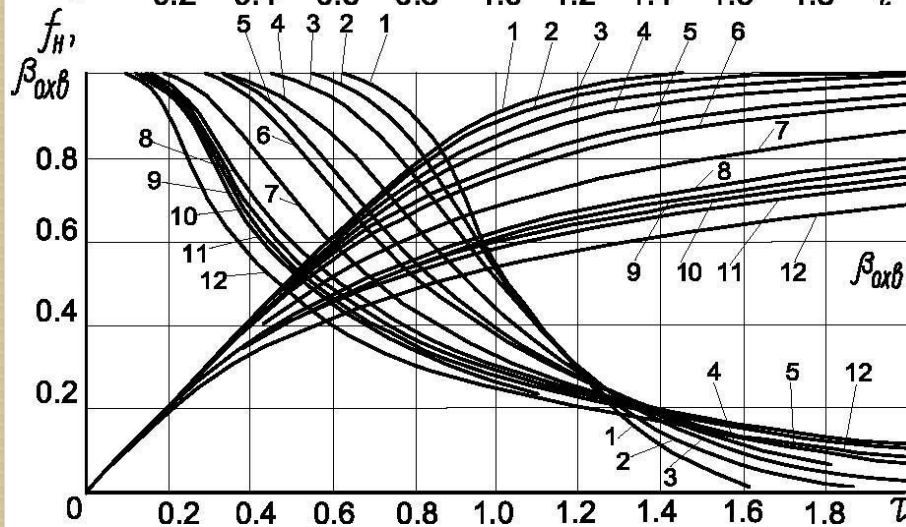


Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Условия и обработки призабойной зоны



Условий Динамика показателей заводнения нефтяной залежи при различной степени неоднородности коллекторских свойств пласта (галерейная схема) ($W=0$; $\mu_0=1$; $k_v=0.6$; $k_H=1$; $f(\omega)$ подчиняется логарифмически нормальному закону).



Динамика показателей заводнения нефтяной залежи, разрабатываемой при однорядной системе заводнения, в зависимости от степени неоднородности коллекторских свойств пласта ($f(\omega)$ выражается логарифмически нормальным распределением).

| № кривой | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| σ | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,1 | 1,5 |



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

Кривые капиллярного давления

Давление в нефтяной и водяной фазах в каждой точке пористой среды разнятся на величину капиллярного давления:

$$P_H - P_B = P_K(s) = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{\sqrt{k/m}} J(s)$$

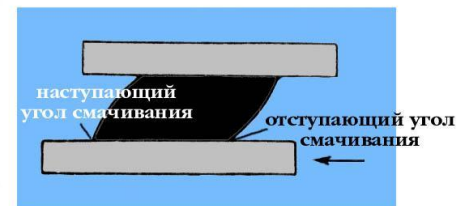
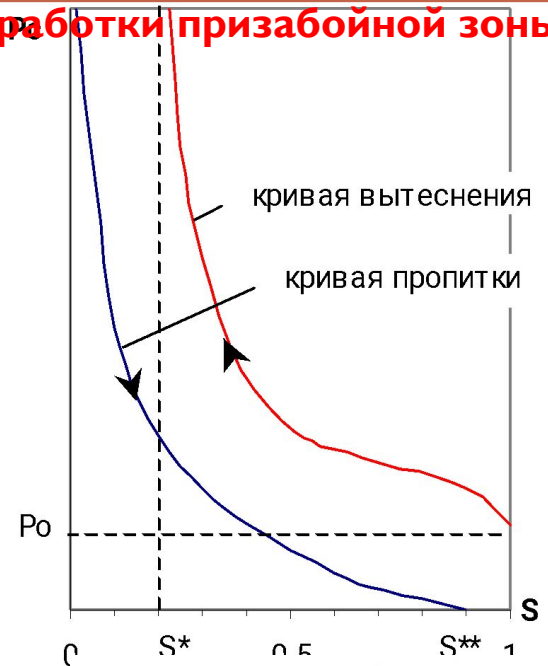
где m - пористость; $J(s)$ - безразмерная функция насыщенности, введенная Леввереттом (1941).



Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пластов

Кривая 1 получена методом вытеснения воды из гидрофильной пористой среды нефтью или газом при все возрастающем давлении нагнетания, а кривая 2 получена путем капиллярного впитывания воды в гидрофильную пористую среду, насыщенную несмачивающей жидкостью (нефтью или газом). Вид кривой зависит от того, повышается или снижается в ходе эксперимента насыщенность смачивающей фазы. Такое различие кривых вытеснения и пропитки называется гистерезисом кривых капиллярного давления и связано с гистерезисом краевого угла смачивания. Для начала процесса вытеснения необходимо преодолеть некоторое пороговое давление P_0 , чтобы несмачивающая фаза приобрела способность проникать в пористую среду. Процесс вытеснения продолжается до достижения предельной минимальной насыщенности породы водой s^* .



Изменение краевого угла смачивания (гистерезис смачивания)

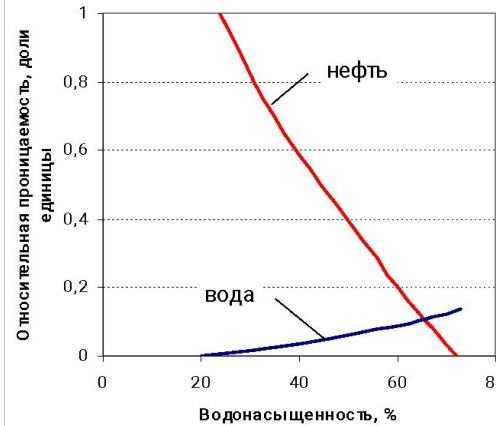


Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

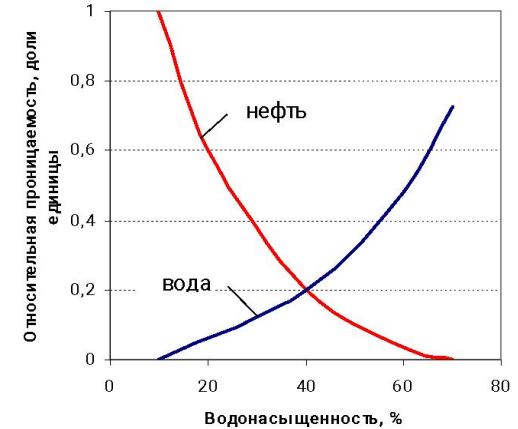
Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

$$k_{nc} = \frac{1 - I_{nc}}{1 - I_{cm}}$$

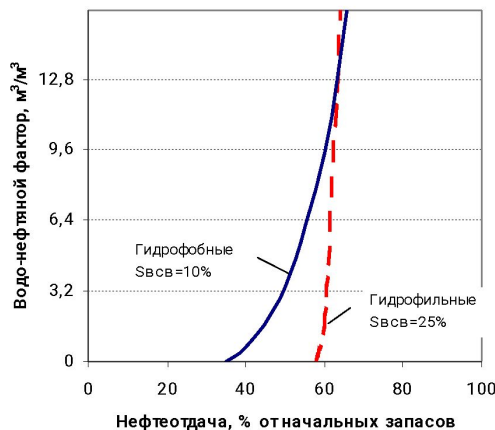
где индекс "nc" относится к несмачивающей фазе, а "cm" - к смачивающей.



Типичные характеристики относительных проницаемостей системы вода-нефть для гидрофильной среды



Зависимость относительной проницаемости системы вода-нефть для гидрофобной среды



Влияние смачиваемости породы на нефтеотдачу при заводнении.

$$F(S) = \frac{k_B(s)}{k_B(s) + \mu_O k_H(s)}$$

предложена Эфросом Д.А и названа им функцией распределения, где: $\mu_O = \mu_B / \mu_H$; $k_B(s)$, $k_H(s)$ - относительные проницаемости для воды и нефти.

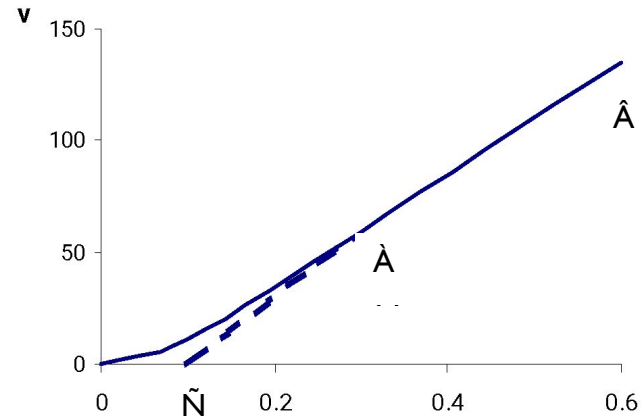


Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

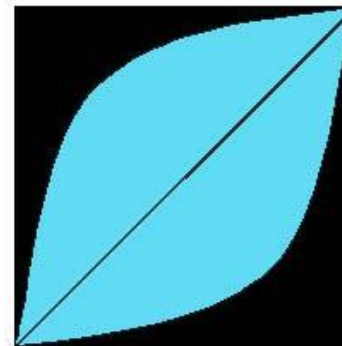
Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны Влияние структурно-механических свойств нефти

ПЛАСТОВ

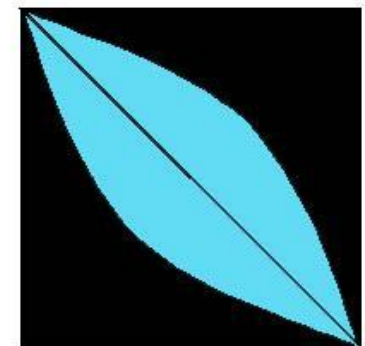
Зависимость между градиентом скорости v и напряжением сдвига ρ для нефти, содержащей 25% смол при $n=1$



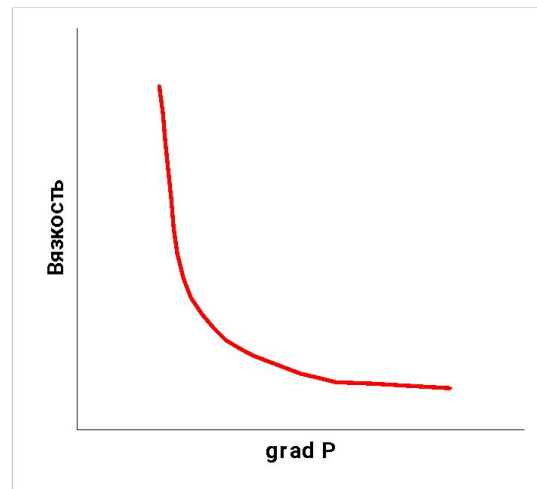
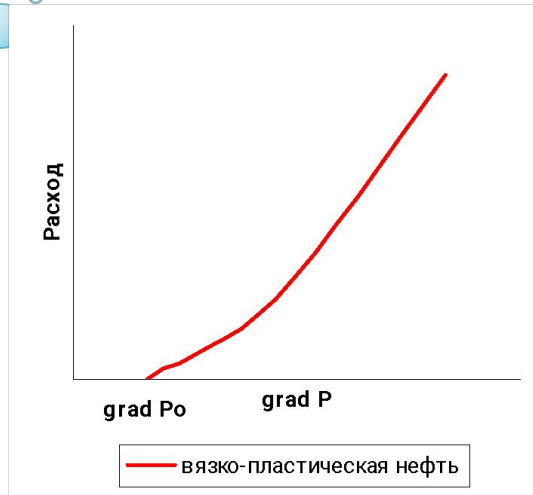
Ньютоновская
нефть



Неньютоновская
нефть



↑
Застойная зона

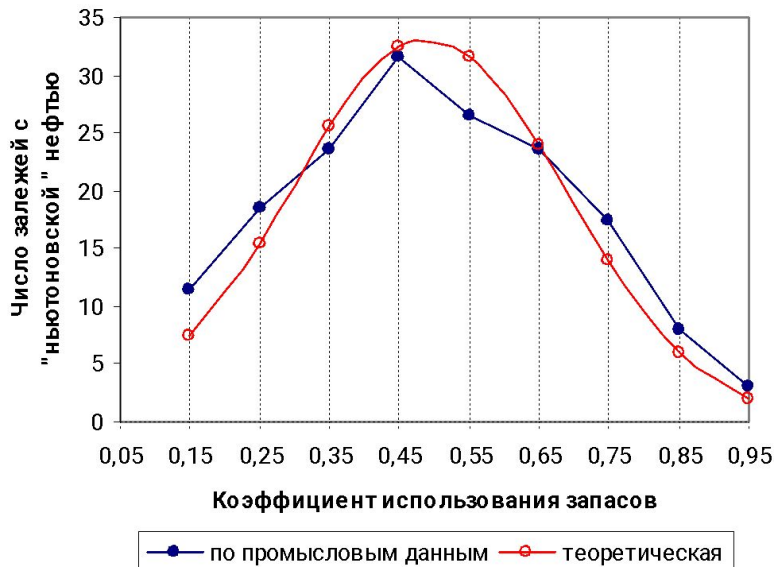




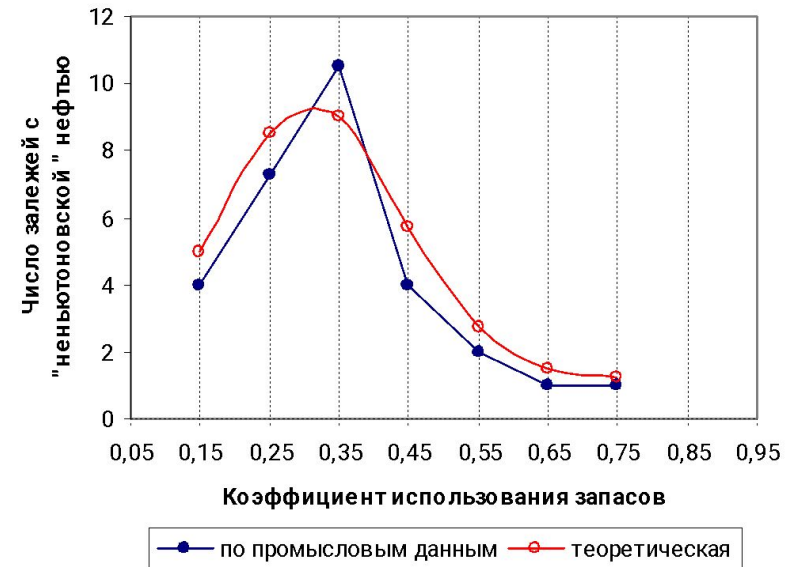
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пластов

Кривые распределения числа залежей с "ньютоновской" нефтью в зависимости от коэффициента использования запасов



Кривые распределения числа залежей с "неньютоновской" нефтью в зависимости от коэффициента использования запасов





Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методы повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны

