



Ф – Презентация.

КУРС ЛЕКЦИЙ

по учебной дисциплине:

Физика нефтяного и газового пласта.



Автор профессор
Германович П.К.

Рекомендуемая учебная литература

**1. Профессор П.К. Германович. Курс лекций
Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика**

Часть 1 Гидромеханика

Часть 2 Подземная гидромеханика.

Электронное учебное пособие. УлГУ 2015,2016

**2 Профессор П.К.Германович. Курс лекций
Физика нефтяного и газового пласта**

Электронное учебное пособие. УлГУ 2016

3. С.И. Иванов. Учебное пособие

**Интенсификация притока нефти и газа к скважинам
Москва Недра 2006.**

**4. Е.Ф.Крейнин, Н.Д.Цхадая . Учебное пособие
Нефтепромысловая геология. Ухта 2011.**

5. И.Т Мищенко Учебник

Скважинная добыча нефти

РГУ нефти и газа Москва 2016

Физика нефтяного и газового пласта.

Лекция 1. СВОЙСТВА И СТРУКТУРА НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА.

Вопросы лекции.

1. Введение в дисциплину. Основные понятия и классификация пород по происхождению
2. Понятие коллектора нефти и газа и их классификация.
3. Природные коллекторы нефти и газа и их физические свойства.
4. Механические свойства горных пород.
5. Термические и электрические свойства пород

1. Основные понятия и классификация пород по происхождению

ФНГП - наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов, свойства пластовых жидкостей и газов, методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте- и газоотдачи пластов

Земная кора сложена горными породами состоящими из минералов.

Минералами (от лат. *minera* - руда) называют природные образования, как правило, кристаллической структуры, приблизительно однородные по своему химическому составу, строению и физическим свойствам.

Горной породой - называют природное образование одного или нескольких минералов или скопление минеральных обломков.

Классификация горных пород по происхождению Виды горных пород.Породообразующие процессы

1.Магматические или изверженные.Образовались в результате застывания на поверхности или в недрах земной коры силикатного расплава, называемой магмой (базальты, граниты и др.)

2.Осадочные.Образовались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и на поверхности материков (гравий, пески, галечники, глины и др.)

3.Метаморфические.Образовались из магматических и осадочных пород под влиянием высоких давлений и температур (гнейс, мрамор), химического действия растворов; образование происходит при погружении горных пород в глубь Земли в результате складчатости или при действии поднимающейся в высокие горизонты магмы (глинистые сланцы, яшма и др.)

2 Понятие коллектора нефти и газа и их классификация

Благоприятными условиями для накопления и сохранения нефти и газа в горных породах являются наличие пустот в породе, которые могут занимать нефть и газ, и залегание пород в виде геологических структур, препятствующих рассеиванию нефти и газа.

*Если горная порода обладает свойствами, которые обеспечивают подвижность нефти и газа в ее пустотном пространстве и, следовательно, возможность их извлечения, то ее называют **коллектором**.*

**Классификация коллекторов нефти и газа. Коллектор.
(Тип.Порода.) Литологический состав.**

Поровый.Пористая.

**Терригенные, несцементированные и сцементированные
гранулярные породы (пески, песчанки, алевролиты,
переотложенные известняки)**

Каверновый. Кавернозная.

**Карбонатные крупно- и мелкокавернозные породы
(известняки, доломиты, доломитизированные известняки)**

Трещинный.Трещиноватая.

**Плотные непроницаемые породы (плотные известняки,
мергели, алевролиты, сланцы), в том числе и
магматические.**

Трещинно-поровый. Трещиновато-пористая.

**Терригенные, сцементированные
гранулярные породы (песчаники,
алевролиты, переотложенные известняки).**

**Трещинно-каверновый. Трещиновато-
кавернозная.**

Карбонатные и реже хемогенные породы.

Трещинно-поровокаверновый.

Трещиновато-пористокавернозная.

**Карбонатные, терригенные и реже
хемогенные породы**

Кавернопоровый.

Кавернозно-пористая.

Терригенные и карбонатные породы.

Основные физические свойства пород, характеризующие нефтяную и газовую залежь которые необходимо знать для решения задач рациональной разработки и эксплуатации месторождений:

- гранулометрический состав пород;
- пористость пласта;
- проницаемость пород коллектора;
- удельная поверхность пород пласта;
- карбонатность пород;
- нефтегазоводонасыщенность коллекторов;
- механические свойства горных пород;
- теплофизические свойства горных пород;
- электрические свойства горных пород.

Гранулометрический (механический) состав пород

Пласты, сложенные песками, состоят из зерен неправильной формы и самых разнообразных размеров. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть *гранулометрическим (механическим) составом*.

Гранулометрический состав выражается в процентах содержания отдельных фракций (по размерам зерен) в образце породы.

Фильтрационная способность нефтегазового пласта.

Пористость пласта

Под *пористостью* горной породы понимают наличие в ней пустот (пор).

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_n называется отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$:

$$m_n = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} .$$

Проницаемость

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе.

Эффективной или фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L},$$

где Q – объемный расход жидкости в единицу времени;

v – скорость линейной фильтрации;

μ – динамическая вязкость жидкости;

F – площадь фильтрации;

Δp – перепад давления;

L – длина пористой среды.

k – коэффициент фильтрации

Удельная поверхность пород пласта

Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца. Удельная поверхность пористых тел зависит от степени дисперсности частиц, из которых они состоят. Вследствие малых размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и др. Очень важно знать удельную поверхность нефтеносных пород также в связи с большим влиянием молекулярно-поверхностных сил на процессы фильтрации нефти.

Карбонатность пород пласта

Важное значение для промышленной практики имеет карбонатность пород, т. е. содержание в них солей угольной кислоты – известняка CaCO_3 , доломита $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, сидерита FeCO_3 и т. д.

Карбонатность нефтяных коллекторов колеблется в широких пределах. Некоторые породы содержат карбонаты в небольшом количестве в виде цементирующего вещества, а другие почти целиком сложены карбонатами.

Определение карбонатности пород основано на химическом разложении содержащихся в них карбонатов и на учете количества выделившегося углекислого газа объемным или весовым

Нефтегазоводонасыщенность коллекторов

При образовании нефтяных залежей в водном бассейне откладывались пески, которые затем цементировались минеральными веществами, осаждавшимися из водных растворов. Следовательно, поры, образовавшиеся в процессе осаждения и последующей цементации указанных пород, в этот период образования нефтяных залежей были заполнены водой; появление в них нефти относится к последующему периоду их существования. В итоге они оказались заполненными водой и одновременно нефтью. Оставшаяся в пласте вода получила название *связанной* или *остаточной*.

Коэффициентом водонасыщенности (K_v) пласта называется отношение содержащейся в нем воды к суммарному объему пор, или количество воды, содержащейся в единице объема пор.

Зная коэффициент водонасыщенности (k_v) пласта, можно определить коэффициент нефтенасыщенности k_n его по формуле

$$k_n = 1 - k_v$$

Коэффициентом нефтенасыщенности пласта называется отношение объема содержащейся в нем нефти к суммарному объему пор, или количество нефти, содержащейся в единице объема пор. Нефть и газ находятся в объеме только сравнительно крупных пород (диаметром более 1 мкм), а более мелкие породы целиком заполнены связанной водой.

4. Механические свойства горных пород

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность — наиболее важные механические свойства горных пород, с которыми приходится сталкиваться при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Перечисленные механические свойства пород влияют на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождения. Основные факторы, определяющие физико-механические свойства породы, следующие:

- 1) глубина залегания породы, определяющая величину давления, испытываемого породой от веса вышележащей толщи (горное давление);
- 2) тектоника района, определяющая характер и степень интенсивности испытанных породой деформаций;
- 3) стратиграфические условия залегания;
- 4) внутрипластовое давление и условия насыщения пор жидкостями.

Упругие свойства горных пород

Большая часть горных пород при отсутствии высокого всестороннего давления как в условиях одноосного, так и сложного напряженного состояния, при быстром нагружении или разгрузке в большом диапазоне напряжений по мере увеличения напряжения на сжатие усиливается и деформация.

При нагрузке, соответствующей пределу прочности образца

$\sigma_{сж}$, происходит его разрушение. Характер зависимости между напряжением и деформацией определяется продолжительностью действия нагрузки на образец — *при медленном нагружении деформация почти всех горных пород отклоняется от закона прямой пропорциональности* .

Пластичность горных пород

Горные породы условно разделяются на
твердые, пластичные, сыпучие.

Хрупкость или пластичность не является постоянным свойством пород. Почти все породы при различных условиях приложения нагрузки могут вести себя и как хрупкие и как пластичные тела. При растяжении, изгибе и одноосном сжатии пластические свойства горных пород почти не проявляются.

Разрушение пород происходит без заметной пластической деформации. При всестороннем сжатии многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают значительные пластические свойства. Горные породы, как правило, ограничено пластичны.

Сопротивление горных пород при различных видах деформации

Прочность горных пород и константы, характеризующие их механические свойства, зависят от вида деформаций. Значительную стойкость горные породы проявляют при сжатии, а при других деформациях их прочность невелика. Сопротивление разрыву, например, для горных пород иногда составляет всего 0,02 от сопротивления сжатию.

В значительной степени на величину прочности пород оказывают влияние минералогический состав и строение породы.

Набухание и размокание глинистых пород под воздействием воды

Известно, что многие глинистые составляющие горных пород при фильтрации воды способны набухать, что приводит иногда к значительному уменьшению проницаемости пористой среды со временем.

Предполагается, что процесс набухания глин происходит часто вследствие разницы в концентрации солей в перовом растворе и в воде, контактирующей с породой. Набухание сопровождается увеличением толщины гидратационных ионных слоев на поверхности глинистых частиц пород, удельная поверхность которых очень велика.

Интенсивность набухания глин зависит от химического состава, концентрации солей в поровой воде, а также от минералогического и гранулометрического состава пород, состава обменных ионов, структуры породы, характера ее внутренних связей, условий соприкосновения породы с водой. Набухание происходит тем

интенсивнее, чем меньше минерализация воды, вводимой в породу. При обратном соотношении концентраций растворов может происходить сжатие глинистых частиц подобное тому, какое наблюдается при их высыхании.

Термические свойства пород

Термические свойства горных пород характеризуются **теплоемкостью C** , **коэффициентом теплопроводности λ** или удельного теплового сопротивления и **коэффициентом температуропроводности a** .

C с увеличением пористости, влажности и температуры **теплоемкость** пород возрастает. Зависит она также от минералогического состава, от количества и состава солей, которые растворены в воде, содержащейся в породе. Однако пределы изменения теплоемкости пород невелики: для горных пород, слагающих нефтяные залежи, она не выходит за пределы

0,63...1,0 кдж/(кг • град) (0,15...0,24 ккал/(кг • град)).

Коэффициент теплопроводности

возрастает с увеличением плотности пород и их влажности.

С ростом пористости пород теплопроводность их уменьшается. При свободном движении вод, способствующем дополнительному переносу тепла, коэффициент теплопроводности пород возрастает с увеличением проницаемости.

С увеличением нефтенасыщенности пород коэффициент теплопроводности также уменьшается. Он мало зависит от минерализации пластовых вод.

Породам также присуща анизотропия тепловых свойств — в направлении напластования теплопроводность выше, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Рост газонасыщенности пород, так же как и уменьшение влажности, сопровождается уменьшением теплопроводности.

Зависимость коэффициента температуропроводности от других термических свойств пород определяется соотношением

$$\alpha = \frac{\lambda}{C\rho}$$

где α - коэффициент температуропроводности в $\text{м}^2/\text{с}$,

λ - коэффициент теплопроводности в $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{град})$,

C - удельная массовая теплоемкость в $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{град})$;

ρ - плотность породы в $\text{кг}/\text{м}^3$.

Температуропроводность горных пород повышается с увеличением пористости и влажности. В нефтенасыщенных породах она более низка, чем в водонасыщенных, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования температуропроводность пород несколько выше, чем поперек напластования.

Электрические свойства горных пород

Горные породы, как и многие другие вещества, обладают свойством проводить электрический ток. Это свойство пород определяется величиной *удельного электрического сопротивления*.

В практике промыслово-геофизических исследований за численное значение удельного электрического сопротивления принимается сопротивление породы в омах, имеющей поперечное сечение 1 м^2 и длину 1 м . При этом размерность удельного электрического сопротивления выражается в *ом м*.

Удельная электропроводимость представляет собой величину обратную удельному электрическому сопротивлению, и имеет размерность *См/м*.

Удельное электрическое сопротивление горных пород колеблется в очень широких пределах: от долей до сотен тысяч и даже миллионов *ом м*.

Удельное сопротивление горных пород зависит от электропроводности минералов, пористости, водонасыщенности, удельного сопротивления вод, структурных и текстурных особенностей пород и т. д.

По своей природе электропроводность горных пород может быть как электронной, так и ионной, причем для осадочных пород ионная проводимость в естественных условиях является доминирующей

Л е к ц и я 2

По дисциплине « Физика нефтяного и газового пласта»

СОСТАВ И СВОЙСТВА ВНУТРИПОРОВЫХ КОМПОНЕНТ НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА.»

Учебные вопросы лекции

- 1.Свойства нефтяной компоненты нефтегазового пласта**
- 2.Свойства газообразной компоненты нефтегазового пласта.**
- 3.Свойства водной компоненты нефтегазового пласта.**

Свойства нефтяной компоненты нефтегазового пласта достаточно полно характеризует специальная наука реология

Реология - наука о деформационных свойствах материалов, т.е. об их способности изменять форму при действии деформирующих усилий, о законах, связывающих усилие, деформацию и время.

Именно различие в деформационных свойствах послужило первоначально признаком по которому вещества делят на газы, жидкости и твердые материалы.

Реологические свойства нефтей очень разнообразны и во многих случаях их поведение не определяется одним реологическим параметром - вязкостью. Нефти многих месторождений относятся к неньютоновским жидкостям, для которых не выполняется **закон внутреннего трения Ньютона -сдвиговые касательные напряжения прямо пропорциональны скорости сдвига.**

Разнообразие формы отклонения от неньютоновского поведения, проявляемые нефтями, определяются их химическим составом, а также условиями технологического процесса.

Наиболее распространенная реологическая модель для описания течения неньютоновских нефтей -это модель Шведова-Бингама.

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}$$

где τ - напряжение сдвига;

τ_0 - предельное напряжение сдвига, превышение которого приводит к возникновению вязкого течения;

η - эффективная (пластическая) вязкость;

$\dot{\gamma}$ - скорость сдвига.

Различают:

- вязкопластичной жидкости (прямая линия)
- Псевдопластичные жидкости (линия выпуклостью вверх, линия 1)
- Дилатантные жидкости (линия выпуклостью вниз линия 2)



Для описания жидкостей такого типа используется зависимость вида:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n$$

где K – мера консистенции жидкости (чем выше вязкость жидкости, тем больше K);

n – величина характеризующая степень неньютоновского поведения материала ($n < 1$) (чем больше n отличается от 1, тем отчетливее проявляются неньютоновские свойства).

Величины K и n являются постоянными для данной жидкости. Вогнутая кривая 2 на рисунке характеризует реологическую кривую дилатантных жидкостей. Дилатантными называют системы, допускающие изменения объема вызванным простым сдвигом. Существуют нефти с реологическими характеристиками, зависящими от времени, эффективная вязкость которых при постоянном напряжении сдвига уменьшается с увеличением продолжительности сдвигового воздействия. Такие нефти называются **тиксотропными**.

2. Свойства газообразной компоненты нефтегазового пласта.

Распределение компонентов нефтяного газа в жидкой и газовой фазах определяется закономерностями растворения газа в нефти. По закону Генри растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению:

$$V_g = \kappa p V_{ж},$$

где V_g - объем растворенного газа, приведенный к атмосферному давлению, в m^3 ; $V_{ж}$ - объем жидкости, в которой растворяется газ, в m^3 ,
 κ - коэффициент растворимости в m^2/n ; p - абсолютное давление газа в n/m^2 .

Из выражения следует, что **коэффициент растворимости** показывает, сколько газа растворяется в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 единицу:

$$k = \frac{V_g}{V_{ж} p}$$

Коэффициент растворимости измеряется в m^2/n . Разные компоненты нефтяного газа обладают различной растворимостью. Установлено, что разница в абсолютных величинах растворимости газов в исследованных нефтях и характер изотерм растворимости связаны с различным фракционным и углеводородным составом нефтей.

3. Свойства водной компоненты нефтегазового пласта.

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растет и может достигать 95-98 %.

Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы эксплуатируемого нефтяного пласта, физико-химических свойств нефти и газа.

Различают следующие виды пластовых вод:

- **подошвенные** (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- **краевые** (вода, заполняющая поры вокруг залежи);
- **промежуточные** (между пропластками);
- **остаточные** (оставшаяся со времен образования залежи вода).

Свойства пластовых вод: минерализация, плотность, вязкость, сжимаемость, расширяемость, электропроводность.

Минерализация воды характеризует содержание в ней растворенных солей в г/л. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество солей. По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре типа:

- * рассолы ($Q > 50$ г/л);
- * соленые ($10 < Q < 50$ г/л);
- * солоноватые ($1 < Q < 10$ г/л);
- * пресные ($Q \leq 1$ г/л).

Минерализация пластовой воды растет с глубиной залегания пластов.

- * В пластовой воде содержатся ионы растворенных солей:
- * Анионы, катионы, ионы микроэлементов, коллоидные частицы SiO_2 ; Fe_2O_3 ; Al_2O_3 , нафтеновые кислоты и их соли.
- * Больше всего в воде содержится хлористых солей, до 80-90 % от общего содержания солей.

*

По *типу* растворённых в воде солей различают *хлоркальциевые* (хлоркальциево-магниевые) и *гидрокарбонатные* (гидрокарбонатно-натриевые, щелочные) пластовые воды.-). Соли пластовых вод влияют и определяет её *жёсткость*.

Жёсткостью называется суммарное содержание растворённых солей двухвалентных катионов: *кальция, магния и железа*.

* Жёсткость различают *временную* (карбонатную) и *постоянную* (некарбонатную). Временная жёсткость или карбонатная (Жк) обусловлена содержанием в воде карбонатов или гидрокарбонатов двухвалентных металлов: кальция, магния, железа. Природные воды в зависимости от содержания в них двухвалентных катионов кальция, магния, железа подразделяются на следующие типы:

- * - очень мягкая вода - до 1,5 Ммоль/л;
- * - мягкая вода - 1,5-3,0 Ммоль/л;
- * - умеренно жёсткая вода - 3,0-6,0 Ммоль/л;
- * - жёсткая вода - более 6 Ммоль/л.

Жесткость пластовой воды и ее тип по жесткости определяется экспериментально-расчетным путем.

Временную (карбонатную) жёсткость можно устранить термическим методом, длительным кипячением или химическим методом - добавлением гидроксида кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$. В обоих случаях выпадает в осадок карбонат кальция CaCO_3 .

Постоянную жёсткость устраняют химическим способом с помощью добавления соды или щёлочи.

Содержание водородных ионов в воде определяется *показателем концентрации водородных ионов (pH)*, который равен отрицательному логарифму концентрации ионов водорода:

$$\text{pH} = -\lg \text{C}_{\text{H}^+},$$

где C_{H^+} - концентрация ионов водорода.

Показатель pH характеризует активную часть ионов водорода, которая образовалась в результате диссоциации молекул воды.

В зависимости от pH воды подразделяются на:

- * - нейтральные (pH=7);
- * - щелочные (pH>7);
- * - кислые (pH<7).

* Поскольку константа диссоциации воды зависит от температуры и давления, то эти параметры влияют на величину pH. С возрастанием температуры pH уменьшается и это обстоятельство необходимо учитывать при закачке воды в пласт. *Плотность* пластовых вод сильно зависит от минерализации, т.е. содержания растворённых солей. В среднем плотность пластовой воды изменяется в диапазоне: 1010-1210 кг/м³, однако встречается и исключение - 1450 кг/м³. Пластовые воды месторождений нефти и газоконденсатов Томской области имеют небольшую плотность: для мезозойских месторождений > 1007 - 1014 кг/м³; для палеозойских > 1040 - 1048 кг/м³; сеноманские воды > 1010 - 1012 кг/м³.

* *Вязкость* воды в пластовых условиях зависит, в основном, от температуры и минерализации. С возрастанием минерализации вязкость возрастает. Наибольшую вязкость имеют хлоркальциевые воды по сравнению с гидрокарбонатными и они приблизительно в 1,5-2 раза больше вязкости чистой воды. С возрастанием температуры вязкость уменьшается. От давления вязкость зависит двояко: в области низких температур (0-40 оС) с возрастанием давления вязкость уменьшается, а в области высоких температур (выше 40 оС) возрастает.

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения:

$$E = \frac{\Delta V}{V \cdot \Delta t}.$$

коэффициент теплового расширения воды (E) характеризует изменение единицы объёма воды при изменении её температуры на 1 °С. он колеблется в пределах (18-90) · 10⁻⁵ 1/°С. С увеличением температуры коэффициент теплового расширения возрастает, с ростом пластового давления - уменьшается.

Коэффициент сжимаемости воды характеризует изменение единицы объёма воды при изменении давления на единицу:

$$\beta_V = \frac{\Delta V}{\Delta P \cdot V}$$

Коэффициент сжимаемости воды изменяется для пластовых условий от 3,7×10⁻¹⁰ до 5,0×10⁻¹⁰ Па⁻¹. При наличии растворённого газа он увеличивается, и приближённо может оцениваться по формуле:

$$\beta_{вг} = \beta_v (1 + 0,05 \cdot S),$$

где S - количество газа, растворённого в воде, м³/м³.

Объёмный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объёма воды в пластовых условиях к удельному объёму воды в стандартных условиях:

$$b_{п.в.} = \frac{v^{паст.}}{v^{с.у.}}$$

Соли пластовых вод - электролиты. Электролитом называются химические соединения, которые при взаимодействии с растворителем полностью или частично диссоциируют на ионы.

Электропроводность пластовых вод имеет широкое применение.

Удельная электропроводность (χ) характеризует количество электричества, которое протекает в 1 секунду через 1 см² поперечного сечения раствора электролита (S) при градиенте электрического поля в 1 в (R) на 1 см длины (L).

Удельная электропроводность имеет размерность в системе СИ $[\text{ом}\cdot\text{м}]^{-1}$, в системе СГС $[\text{ом}\cdot\text{см}]^{-1}$. С увеличением минерализации и полярности удельная электропроводность растёт. Удельная электропроводность изменяется в диапазонах: у речной воды = 10^{-1} - 10^{-2} ; пластовой воды = 10^{-1} - 1; морской воды = 3 - 4; воды с 5 % содержанием NaCl = 6,6; воды с 20 % содержанием NaCl = 20; нефтей = $0,5 \cdot 10^{-7}$ - $0,5 \cdot 10^{-6}$; газоконденсатов = 10^{-10} - 10^{-16} $[\text{ом}\cdot\text{м}]^{-1}$.

Вода, находясь в контакте с нефтью, частично в ней растворяется. Коэффициент растворимости нефти в воде зависит от наличия в воде полярных составляющих. Чем легче нефть, тем меньше в ней растворено воды. Нефти парафинового основания содержат мало воды. С ростом в нефти содержания ароматических углеводородов и гетероатомных соединений, растворимость воды в нефти растёт.

За счёт растворения воды в нефти происходят изменения в зоне водонефтяного контакта. Чёткой границы вода-нефть не существует ("зеркало" не образуется). За счёт растворения воды в нефти и диспергирования их друг в друга образуется так называемая "переходная зона", высота которой зависит от величины полярности нефти.