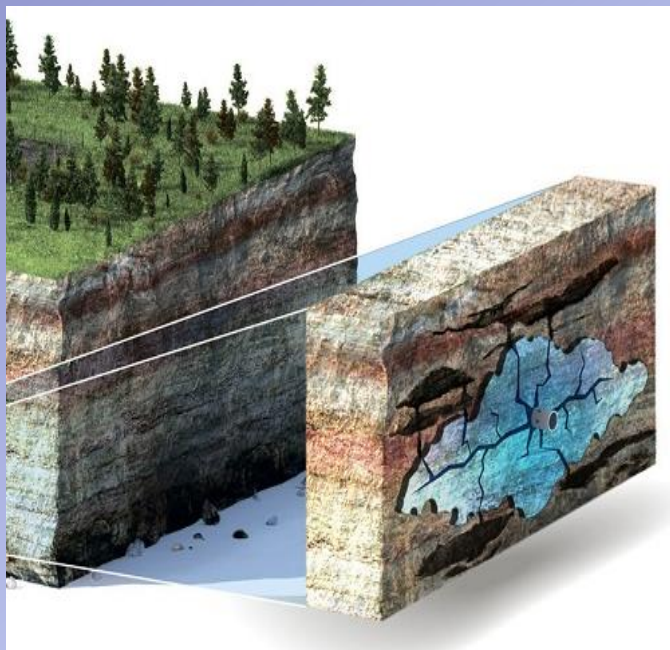


**НАО «КАРАГАНДИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ АБЫЛКАСА САГИНОВА»**

Кафедра «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»



ЛЕКЦИЯ

**Тема: ФАЗОВАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ
ПЛАСТОВ**

**Дисциплина: Петрофизика
нефтяного пласта**

**Образовательная программа:
7M07201 «Геофизические методы
поисков и разведки МПИ»**



Автор:

к.т.н., доц. Пономарева М.В.



План лекции

1. Виды проницаемости горных пород
2. Линейный закон фильтрации (закон Дарси)
3. Фазовая и относительная проницаемости пород
4. Относительные проницаемости в двухфазных потоках
5. Лабораторные методы определения фазовой проницаемости пород



Цель лекции

Цель лекции – рассмотреть основные виды проницаемости горных пород; линейный закон фильтрации; фазовую и относительную проницаемости пород; относительные проницаемости в двухфазных потоках, связь между пористостью пород и их удельной поверхностью, а так же лабораторные методы определения фазовой проницаемости пород.



Роль и место темы лекции в дисциплине, связь с другими дисциплинами

Дисциплина «Петрофизика нефтяного пласта» дает понятие об основных физических и физико-химических свойствах пластов-коллекторов, связей петрофизических величин между собой и с геофизическими параметрами, методики определения того или иного петрофизического свойства нефтяных пластов.

Эти знания необходимы для углубленного изучения проницаемости горных пород; вывода закона фильтрации; установления связи между пористостью пород и их удельной поверхностью, а так же способов определения фазовой проницаемости пород.

Проницаемость - это важнейший параметр, характеризующий **проводимость** коллектора, то есть способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ. Знание проницаемости пласта позволяет осуществить наиболее эффективную и рентабельную нефтедобычу, **поэтому изучение проницаемости, методик и способов ее определения является весьма важной и актуальной задачей.**

Знания полученные при изучении материалов данной лекции используются при изучении таких дисциплин как «Интерпретация промыслово-геофизических исследований», «Спецкурс эксплуатации нефтегазовых месторождений», при прохождении профессиональных практик и написании магистерской диссертации.



Виды проницаемости горных пород

Под **проницаемостью** горных пород понимают их способность пропускать сквозь себя жидкости или газы при наличии перепада давления. Проницаемость - это важнейший параметр, характеризующий **проводимость** коллектора, то есть способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ.

Значение проницаемости в совокупности с другими характеристиками определяет режим эксплуатации месторождения, а именно: давление и темп закачки рабочего агента в пласт (как правило, воды); объем и пространственную геометрию закачки для предотвращения преждевременного обводнения пласта и прорыва воды к забоям эксплуатационных скважин.



Виды проницаемости горных пород

Знание проницаемости пласта позволяет осуществить наиболее эффективную и рентабельную нефтедобычу.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений могут быть различные типы фильтрации в пористой среде, жидкостей, газов и их смесей - совместное движение нефти, воды или газа или движение воды или газа, воды и нефти, нефти и газа.

Во всех случаях проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород используются понятия **абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.**



Виды проницаемости горных пород

Различают три вида проницаемости:

абсолютную **фазовую (эффективную)** **относительную**

Абсолютная проницаемость характеризует только физические свойства породы. Для ее определения через проэкстрагированную пористую среду пропускают флюид, чаще газ— инертный по отношению к породе (азот или воздух).

Фазовой (эффективной) проницаемостью называется проницаемость породы по отношению к данному флюиду при движении в порах многофазных систем (не менее двух). Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газами и от их физико-химических свойств.



Виды проницаемости горных пород

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение фазовой проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной:

$$k'_{\phi} = \frac{k_{\phi}}{k}$$

При эксплуатации нефтегазовых месторождений чаще всего в породе присутствуют и движутся две или три фазы одновременно.

В этом случае проницаемость породы для какой-либо одной фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости. Эффективная и относительная проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.



Линейный закон фильтрации (закон Дарси)

Первые исследования по движению жидкости в пористых телах были произведены в середине девятнадцатого века французским инженером-гидравликом **Анри Дарси (Darcy)**.

В своих опытах Дарси применял прибор, состоящий из вертикального цилиндрического сосуда, заполненного слоем песка, через который при различных давлениях между входом и выходом пропускался поток воды в направлении сверху в низ.

Изменяя высоту, толщину слоя, состав песка и измеряя расход воды, Дарси установил, что расход несжимаемой жидкости (воды) Q пропорционален потере гидростатического напора жидкости h и площади поперечного сечения сосуда F и обратно пропорционален высоте слоя грунта L :



Линейный закон фильтрации (закон Дарси)

$$Q \sim \frac{F}{L} h$$

Количественно абсолютная проницаемость оценивается коэффициентом проницаемости k_{np} . Этот коэффициент устанавливает характер пропорциональности скорости фильтрации жидкости V_ϕ градиенту давления $\Delta p/l$, вызывающего фильтрацию. Коэффициент проницаемости находят по **уравнению Дарси**:

$$V_\phi = k_{np} \cdot \frac{\Delta p}{l} \frac{1}{\mu}$$

где μ – вязкость жидкости.



Линейный закон фильтрации (закон Дарси)

Скорость фильтрации жидкости (или газа) определяется по формуле:

$$V_{\phi} = \frac{Q}{F}$$

где Q – расход жидкости (или газа); F – сечение породы проводящей жидкость или газ. Тогда

$$k_{np} = \frac{Q}{F} \frac{l\mu}{\Delta p}$$

Скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

В международной системе СИ за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па расход жидкости составляет $1\text{ м}^3/\text{сек}$.

Используется также внесистемная единица проницаемости - Дарси (Д):

$$1\text{ Д} = 10^{-12}\text{ м}^2$$

Данная формула является частным случаем линейного закона фильтрации Дарси.



Линейный закон фильтрации (закон Дарси)

В общем случае трехмерного потока формула закона Дарси имеет вид:

$$\bar{v} = -\frac{k}{\mu} \text{grad } p, \quad \text{или} \quad \bar{v} = -\frac{k}{\mu} (\text{grad } p + \rho \bar{g}).$$

Последнее выражение закона Дарси в обобщенном виде учитывает наклон пласта, по которому течет флюид плотностью ρ , к горизонту под углом φ , тогда

$$\bar{v} = -\frac{k}{\mu} (\text{grad } p + \rho \bar{g} \sin \varphi).$$

Проницаемость главным образом зависит от размеров пустот. В реальных условиях пористость не всегда однозначно определяет проницаемость. Так, глины, могут иметь очень высокую пористость – до 50%, однако поры в них, как правило, изолированы и субкапиллярны, а вода находится в связанном состоянии и препятствует продвижению гравитационной воды. Кристаллические породы, наоборот, при низкой пористости (6-8%) могут иметь высокие значения коэффициентов проницаемости за счет вклада проницаемости трещин.



Проницаемость горных пород

По значениям проницаемости породы делят на три группы:

Проницаемые – породы с k_{np} более 10^{-2} мкм². Такие породы характеризуются и значительными k_n (от 20 до 40 %) и сложены такими грубо- и мелкообломочными породами, как гравий, галечники, пески, слабосцементированные песчаники, кавернозные карбонатные и трещиноватые магматические породы.

Полупроницаемые – породы, проницаемость которых находится в пределах от 10^{-4} до 10^{-2} мкм². Это глинистые пески, некоторые песчаники и алевролиты, мелкотрещиноватые известняки и доломиты. Большую часть этих пород занимают субкапиллярные поры.

Практически непроницаемыми считаются породы с k_{np} менее 10^{-4} мкм². К таким породам относятся глины, аргиллиты, глинистые сланцы, плотносцементированные песчаники и алевролиты с субкапиллярными порами, плотные карбонатные, магматические и метаморфические породы.



Проницаемость горных пород

Для определения проницаемости существуют разные лабораторные установки. Все они содержат одинаковые основные элементы: кернодержатель, позволяющий фильтровать жидкости и газы через пористую среду, приборы для измерения давления на входе и выходе из керна, расходомеры и приспособления, создающие и поддерживающие постоянный расход жидкости или газа через образец породы.

Фазовая (эффективная) проницаемость – проницаемость пород для данного газа или жидкости в случае наличия в породе многофазных систем (когда фильтруется две и более фазы). Фазовая проницаемость для каждой фазы зависит от насыщенности порового пространства нефтью, газом и водой. Под **насыщенностью** понимают объемную долю порового пространства, занятую соответствующей фазой в процентах или долях единицы.



Фазовая и относительная проницаемости пород

Фазовая проницаемость зависит от физико-химических свойств жидкости или газа, их взаимодействием между собой и с поверхностью скелета породы, градиентов давления, вязкостей флюидов, температуры пласта и других факторов.

Относительная проницаемость – это отношение фазовой проницаемости среды для данной фазы к абсолютной.

Резкое различие между абсолютной и фазовой проницаемостями обуславливается двумя основными причинами. Первая – образование сложных многофазных смесей и проявление капиллярных сил на границе жидкость-жидкость, жидкость-газ. Другая причина – уменьшение живого сечения поровых каналов за счет пленки жидкости, образующейся на поверхности частиц. Если часть пор занята одной фазой, то проницаемость для другой фазы будет меньше. Фазовая проницаемость может составлять в некоторых случаях до 30% от абсолютной.



Фазовая и относительная проницаемости пород

При фильтрации многофазной системы (газированная нефть, двух- и трехфазные потоки) коэффициент фазовой проницаемости всегда меньше коэффициента абсолютной проницаемости и проницаемости для каждой фазы в отдельности.

В некоторых случаях фазовая проницаемость составляет лишь 30% от абсолютной, причем, расхождение между коэффициентами фазовой и абсолютной проницаемостями тем больше, чем больше абсолютная проницаемость и больше радиус поровых каналов.

Количество жидкости, оставшейся в кернах после их продувки азотом или воздухом не превышает 20-25% от объема пор независимо от их проницаемости.



Фазовая и относительная проницаемости пород

При тщательной постановке эксперимента и отсутствия изолированных пор насыщение пористой среды может быть полным, а фильтрация нормальной и незатухающей.

Также имеет значение влияние пристенных слоев на проницаемость пористой среды для жидкостей и газов.

Влияние на фильтрацию жидкостей и газов в пористой среде с размерами пор больше 1 мкм одинаковы. Проницаемость пористой среды для жидкостей и газов в этом случае должна быть одинакова.

Различие проницаемости для жидкостей и газов существенна, если размеры пор меньше 1 мкм.



Фазовая и относительная проницаемости пород

Существенное влияние на величину фазовой проницаемости оказывает характер движения жидкостей и газов в пористой среде.

Если через пористую среду прокачивать газированную жидкость или смесь двух несмешивающихся жидкостей, то проницаемость пористой среды для многофазных систем получается ниже, чем для смеси в целом, и зависит от насыщенностей фаз.

Количественную оценку фазовой проницаемости обычно дают через относительную проницаемость. В реальных пластах возникают различные виды многофазных потоков – движение нефти и воды, нефти (воды) и газа, газированной жидкости или трехфазный поток.



Фазовая и относительная проницаемости пород

Характер каждого из этих потоков исследуется экспериментально, а результат изображают в виде графиков зависимостей **относительных фазовых проницаемостей** от степени насыщенности порового пространства различными фазами. Они используются при проектировании разработки на разных стадиях, определении дебитов скважин, прогнозирования нефтеотдачи.

Горные породы одного пласта обладают одинаковыми зависимостями относительных фазовых проницаемостей от насыщенности флюидами, независимо от значения абсолютной проницаемости. Это дает возможность при расчетах многофазной фильтрации использовать готовые (аппроксимированные по результатам экспериментальных исследований) кривые фазовых проницаемостей для часто встречающихся пород (песков, песчаников, известняков).



Относительные проницаемости в двухфазных потоках

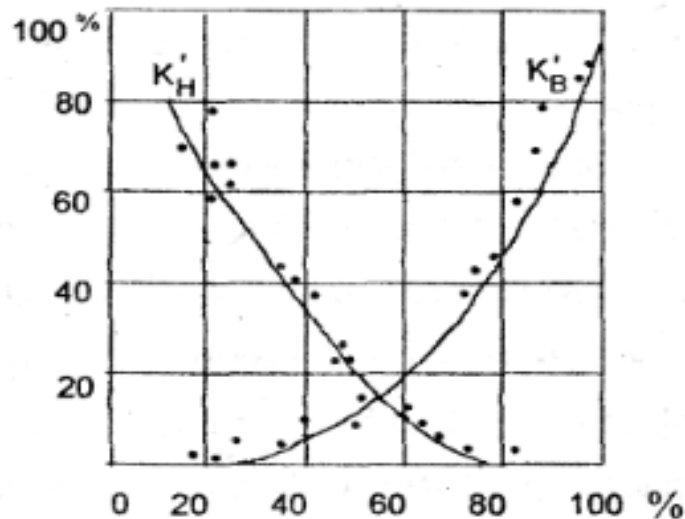
Изучение двухфазных фильтрационных потоков «жидкость-жидкость» и «жидкость-газ» сводится к построению и анализу двухфазных диаграмм зависимости значений относительных проницаемостей для каждой из фаз от насыщенности, при этом, как правило, по оси абсцисс откладывают значения водонасыщенности в процентах или долях единицы.

Под водонасыщенностью понимают отношения объема воды в породе к объему пор:

$$S_e = \frac{V_e}{V_{пор}}$$

Относительные проницаемости в двухфазных потоках

Рассмотрим некоторые частные случаи. Пусть в нефтяном пласте одновременно движутся нефть и вода – экспериментально полученные для этого случая фазовые диаграммы имеют типичный вид, приведенный на рисунке 1.



Зависимость относительной проницаемости для воды и нефти от насыщенности водой S_w

Рисунок 1



Относительные проницаемости в двухфазных потоках

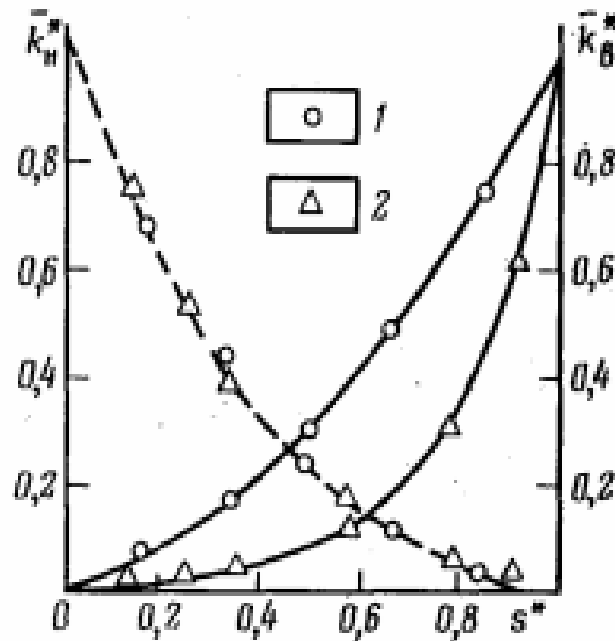
Из рисунка видно, что, во-первых, реальные значения относительной проницаемости всегда **меньше 1**. Во-вторых, если нефтенасыщенность не превышает 20%, то относительная проницаемость по нефти становится равной нулю, но и при малом содержании воды ее относительная проницаемость уменьшается в 2 раза, если объем связанной воды увеличится до 30%, при это сама вода остается неподвижной.

На характер кривых относительных проницаемостей оказывает существенное влияние структура порового пространства: коллекторы с преобладанием пор большого диаметра характеризуются низкими значениями остаточной водо-насыщенности и более широким диапазоном совместного течения фаз, рисунок 2.

Структура порового пространства в основном влияет на относительную проницаемость смачивающей фазы и в меньшей степени – несмачивающей. Это выражено на графиках различным положением точек пересечения кривых относительных проницаемостей в песках и песчаниках.

Относительные проницаемости в двухфазных потоках

Зависимость относительных фазовых проницаемостей для системы нефть – вода от водонасыщенности



1 – песок; 2 – песчаник

Рисунок 2



Относительные проницаемости в двухфазных потоках

По двухфазным диаграммам можно также судить о степени смачивания породы нефтью (в этом случае она гидрофобна) или водой (гидрофильна).

С увеличением гидрофильности кривые относительных проницаемостей смещаются вправо, в сторону повышенных значений водонасыщенности.

Для гидрофильных коллекторов точка пересечения кривых, как правило, правее значения водонасыщенности, равного 0,5. С ростом гидрофобности при одном и том же значении водонасыщенности относительная проницаемость для воды увеличивается, а для нефти уменьшается.



Относительные проницаемости в двухфазных потоках

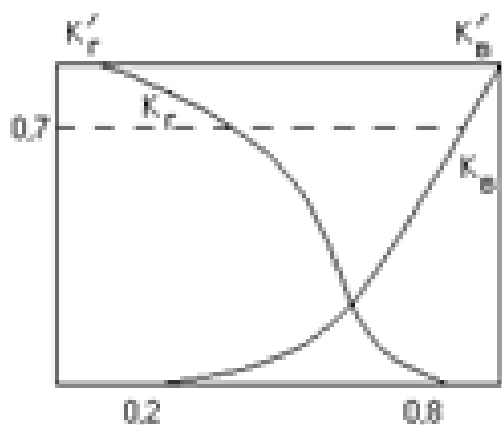
При равных значениях насыщенности $S_g = 0,5$ фазовая проницаемость для смачивающей фазы будет меньше, чем для несмачивающей, так как силы взаимодействия смачивающей фазы с породой меньше, чем для несмачивающей.

Несколько иной вид имеют кривые относительных проницаемостей при совместной фильтрации жидкости и газа (нефть – газ или вода – газ). Жидкость, как смачивающая фаза, занимает наиболее мелкие поры.

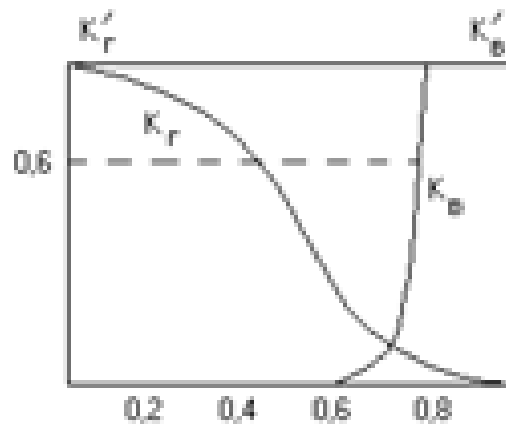
Поэтому, когда насыщенность порового пространства жидкостью меньше критической, газ находится в крупных порах, и сопротивление при его движении в пористой среде мало зависит от распределения жидкой фазы.

Относительные проницаемости в двухфазных потоках

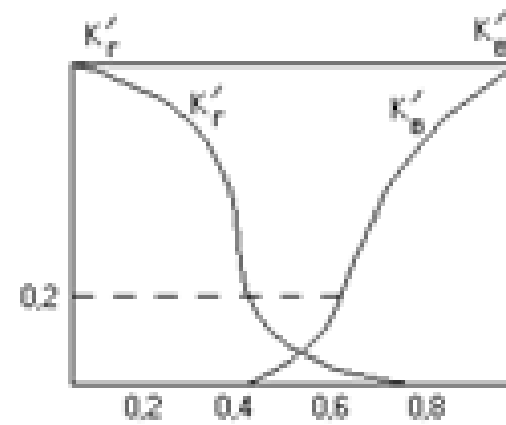
На рисунке 3 приведены двухфазные диаграммы для относительных проницаемостей водогазовой системы для различных горных пород.



песок



песчаник



пористые известняки и
доломиты

Рисунок 3



Относительные проницаемости в двухфазных потоках

Наличие связанной воды в пористой среде вначале почти не влияет на фильтрацию газа, а при содержании воды в породе от 30 до 60% из пласта можно добывать чистый газ (нефтегазовые смеси).

Свободный газ выделившийся из нефти в пласте, отрицательно влияет на относительную проницаемость жидкости.

При незначительном появлении газа она снижается до 0,7 в песках, 0,6 в песчаниках, до 0,2 в карбонатных коллекторах.

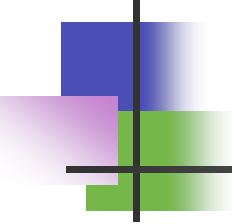


Относительные проницаемости в двухфазных потоках

Газ может находиться в пористой среде не только за счет его выделения из нефти при снижении давления («**собственный**» газ), но и в результате закачки его извне («**внешний**» газ). Фазовая проницаемость для «внешнего» газа при одинаковой газонасыщенности больше, чем для «собственного».

Это объясняется тем, что выделяющийся из нефти газ находится в основном вблизи поверхности поровых каналов, где образование новой фазы наиболее вероятно.

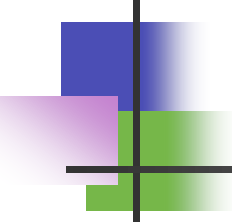
«Внешний» газ при своем движении занимает целые поровые каналы. Поэтому и сопротивление при движении «внешнего» газа оказывается меньше, чем при перемещении «собственного».



Лабораторные методы определения фазовой проницаемости пород

Количественная оценка фазовых проницаемостей в лабораторных условиях – очень сложная и в методологическом и в техническом отношении задача. Установки для определения зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности обычно состоят из следующих частей:

1. Кернодержатель специальной конструкции.
2. Приспособление для приготовления смесей.
3. Устройство для приема, разделения и измерения отдельного расхода жидкостей и газа.
4. Устройство для измерения насыщенности различными фазами пористой среды.
5. Прибор контроля и регулирования процесса.



Лабораторные методы определения фазовой проницаемости пород

Главная трудность при определении фазовой проницаемости - определение текущей водонасыщенности, которая определяется двумя основными способами:

1. Измерение электропроводности (сравнение с тарировкой).
2. Взвешивание образца.

Первый метод пригоден, если одна из фильтрующихся жидкостей электропроводна (минерализованная вода, водоглицериновая смесь).

Лабораторные методы определения фазовой проницаемости пород

При движении многофазных систем проницаемость для каждой фазы будет определяться обобщенным законом Дарси, который имеет следующий вид:

$$\bar{v}_\phi = -\frac{k'_\phi k}{\mu_\phi} \text{grad } p,$$

где индексом ϕ отмечена соответствующая фаза в потоке.

При движении многофазных систем проницаемость для каждой фазы можно определить экспериментально по следующим формулам:

$$Q_n = -\frac{kk'_n \Delta P}{\mu_n L}, \quad Q_w = -\frac{kk'_w \Delta P}{\mu_w L}, \quad Q_g = -\frac{kk'_g \Delta P}{\mu_g L}$$

Здесь Q_n , Q_w , Q_g , соответственно расходы нефти, воды и газа в общем потоке системы на выходе из модели пласта



Контрольные вопросы

1. Что понимают под проницаемостью горных пород?
2. В каких единицах измеряется проницаемость?
3. Какая проницаемость называется абсолютной, фазовой, относительной?
4. Как связаны проницаемость и пористость горных пород?
5. Какие существуют методы определения проницаемости?
6. Из каких основных элементов состоят лабораторные установки для определения проницаемости горных пород ?
7. Как подразделяются поровые каналы нефтяных пластов по размерам?
8. Понятие коэффициента открытой пористости. Виды пористости.
9. Формула связи пористости и удельной поверхности горных пород.
10. Что понимают под фазовой проницаемостью горных пород?



Рекомендуемая литература

1. Мухаметова З.С., Физика нефтяного и газового пласта. Электронный учебно-методический комплекс, 2-ое издание, переработанное, Уфа, 2013.
2. Физика пласта: Учебное пособие / Авт.-сост. Т.Б. Кочина, В.Н. Спиридонова, Н.Н. Родионцев, И.А. Круглов. – Нижневартовск: Изд-во Нижневарт. гос. ун-та, 2017.
3. Мирзажданзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 2012.
4. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 2012.
5. Ковалева Л.А. Физика нефтегазового пласта. – Учебное пособие. Уфа, РИО БашГУ, 2013.
6. Воронина Н.В., Чупров В.В. Лабораторный практикум по дисциплине Физика пласта, Ухта : УГТУ, 2017.
7. Ермилов О.М. и др. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М., Недра, 2012.
8. Технология добычи нефти и газа. Лабораторный и расчетный практикум для студентов специальности 185 «Нефтегазовая инженерия и технологии»/В.Г. Топоров, С.Ф. Поверенный, Е.П. Варавина, Е.А. Яцкевич. – Х.: НТУ «ХПИ», 2018.
9. Физика пласта: Методические указания для практических занятий/Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: Тананыхин Д.С. СПб. 2015.