



Основные фильтрационно-емкостные характеристики
пласта и способы их определения

ПРОНИЦАЕМОСТЬ АБСОЛЮТНАЯ

Лекция 3

Троицкий В.М., кандидат физ.-мат. наук,

кафедра исследования нефтегазовых
пластовых систем

Москва 2017

Проницаемость

Определение: Проницаемость – это способность пористой среды пропускать сквозь себя жидкости и газы

Обычное обозначение проницаемости: $K_{пр}$

Проницаемость как обратная величина сопротивлению породы при течении флюида

$$Q = K_{пр} \cdot \frac{\Delta P}{\mu} \cdot \frac{S}{L}$$

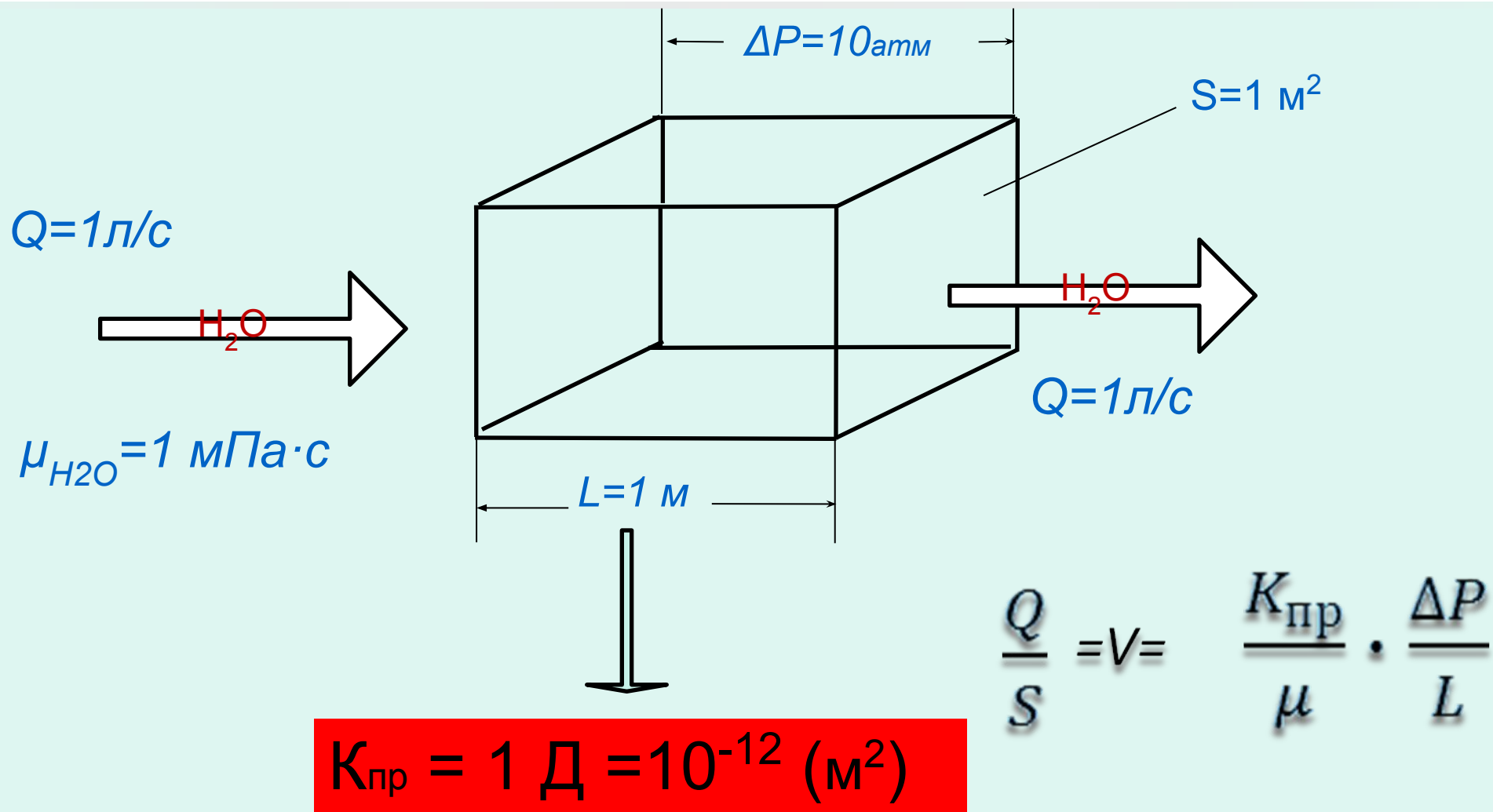
- Линейное уравнение Дарси

Вопросы размерности:

Единицы измерения проницаемости: $1\text{Д}=10^{-12} \text{ м}^2=1\text{мкм}^2$; $1 \text{ мД}=10^{-15} \text{ м}^2$

Пример: $D=3 \text{ см}$, $d=0,5 \text{ мм}$ → $K_{пр} \approx 2 \text{ Д}$

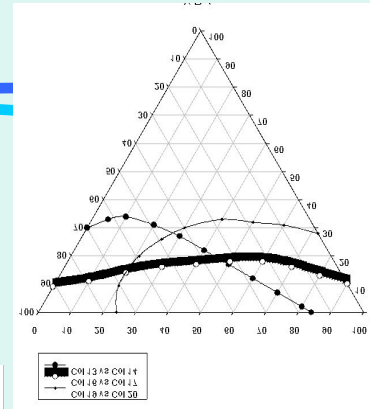
Размерность проницаемости



Использование результатов исследования на фильтрационных установках

Технологический путь исследований

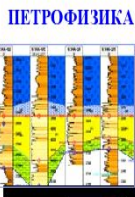
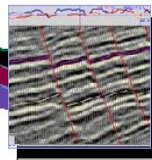
- Установки фильтрации
- Томография
- Исследования керна



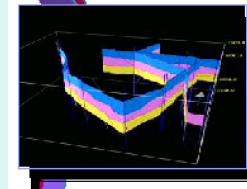
$$\Phi_{\text{н.в.г}} = f(S_{\text{н.в.г}})$$

- Прогнозирование продуктивности
- Оценка приёмистости скважин
- Планирование техн. операций
- Конечная углеводородоотдача
- Эффективность методов воздействия

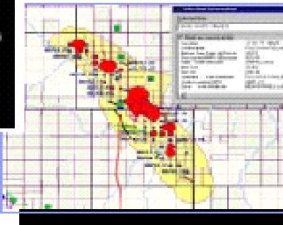
СЕЙСМИКА



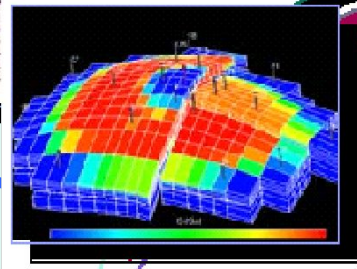
ГЕОЛОГИЯ



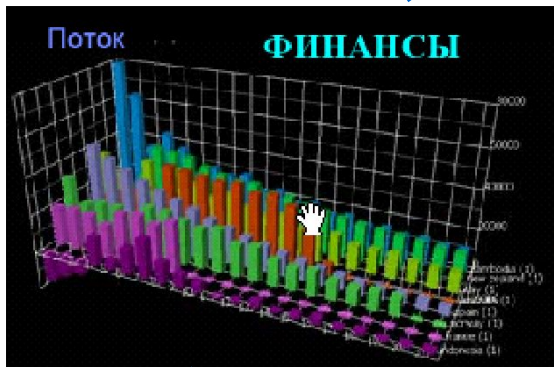
ДОБЫЧА



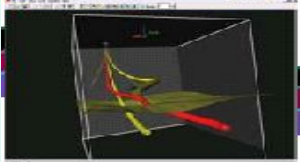
ГИДРОДИНАМИКА



Поток ФИНАНСЫ

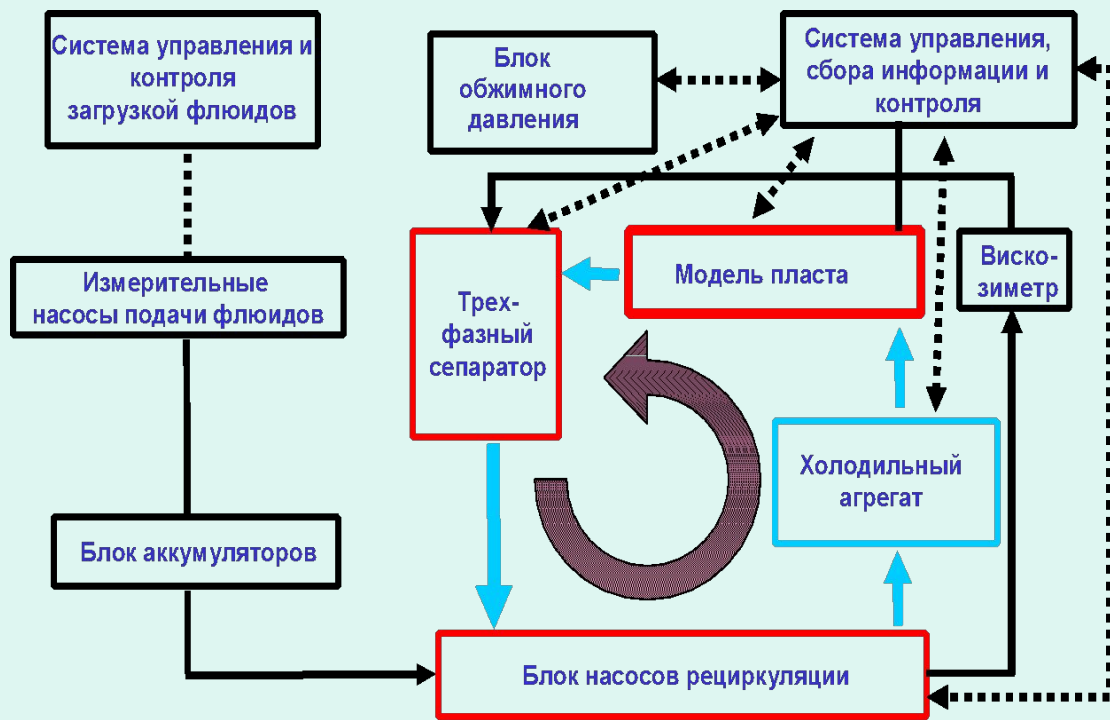


БУРЕНИЕ



Основные фильтрационные характеристики пласта и способы их определения

Технические средства для изучения 3-х фазной фильтрации и процессов вытеснения на керновых моделях пласта



Характеристики экспериментальной установки фильтрации

Пластовое давление, МПа	до 70
Горное (обжимное) давление, МПа	до 70
Рабочая температура	от +5 до 150°C
Скорость флюидов в керне, м/сут	0,04 – 160
Диапазон задаваемых расходов флюидов, см ³ /мин	0,0004 - 15
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	± 0,2
Длина керна, характеристики кернодержателей	до 30 см, до 50 см, до 1 м, насыпные до 20 м
Диаметр керна, мм	30
Минимальный фильтруемый объём флюида, м ³	1,6•10 ⁻¹²

Блок-схема установки 3-х фазной фильтрации

$$35 \text{ м/год} < V_{\text{фильт}} < 85 \text{ км/год}$$

Технические средства для изучения 3-х фазной фильтрации на керновых моделях пласта



Кабинет управления/контроля и термошкаф с системой насосов, 3-х фазным УЗ-сепаратором и аккумуляторами флюидов 3-х фазной фильтрационной установки

Терминалы управления, сбора и обработки данных 2-х и 3-х фазной установок фильтрации



Эмпирический закон Дарси

Дарси в 1856 г. изучал течение воды через песчаный фильтр, применяемый для очистки воды. Получил эмпирический закон:

$$Q = K_{\text{пр}} \cdot \frac{\Delta P \cdot S}{L}$$

Последующие исследователи нашли, что закон Дарси справедлив и для других жидкостей. В этом случае

$$Q = K_{\text{пр}} \cdot \frac{\Delta P \cdot S}{\mu \cdot L}$$

Ограничения закона Дарси: закон Дарси часто бывает не применим (при расчете дебитов) из-за сложности флюидально-коллекторной системы.

Основное требование - ламинарность потока

СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ

$$V = \frac{Q}{S}$$

- где Q- расход жидкости; S- площадь поперечного сечения

В соответствии с ОСТ 39-195-86

V < 1 м/сутки

Обобщенный закон Дарси

$$V_{\text{ж}} = - \frac{K_{\text{пр.ж}}}{\mu_{\text{ж}}} \cdot \text{grad}(P + \int \rho_{\text{ж}} \cdot dz)$$

$$V_{\text{г}} = - \frac{K_{\text{пр.г}}}{\mu_{\text{г}}} \cdot \text{grad}(P + \int \rho_{\text{г}} \cdot dz)$$

$$V_{\text{в}} = - \frac{K_{\text{пр.в}}}{\mu_{\text{в}}} \cdot \text{grad}(P + \int \rho_{\text{в}} \cdot dz)$$

Используя уравнения движения, неразрывности, начальные и граничные условия, получают замкнутую систему дифференциальных уравнений, из которой можно получить значения $K_{\text{пр}}$ для различных режимов (например, для смешивающегося и несмешивающегося вытеснения)

Обобщенный закон Дарси

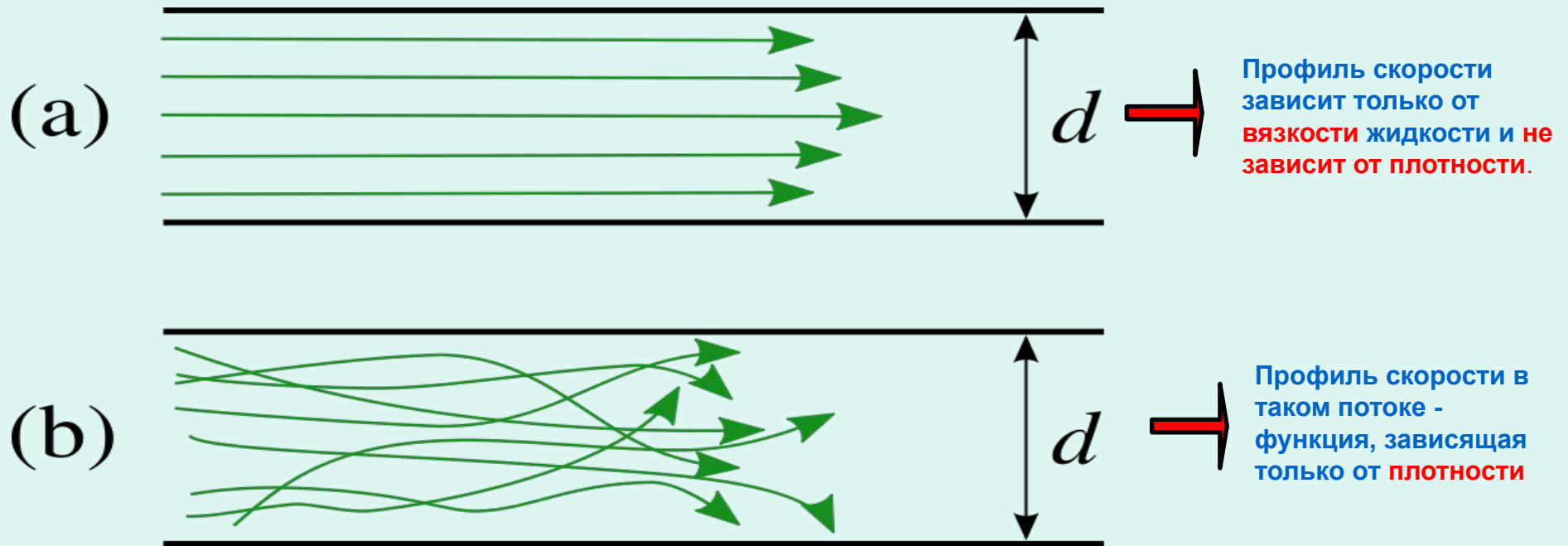
В фильтрационных расчетах установившихся течений **используют уравнение Жуковского**, решая которое с привлечением теории конформных отображений определяют средние фильтрационные скорости в каждой точке самых разнообразных моделей

Считается, что **из-за сложной структуры** поровых каналов стандартное **применение уравнений Навье-Стокса** для решения фильтрационных задач **не возможно**.

Однако существует **подход**, основанный **на аппроксимации** порового пространства эквивалентной **системой извилистых трубок** (капилляров), в которых присутствует **ламинарный поток Гагена-Пуазейля**.

Все **капилляры**, входящие в гидравлическую пористость, **сообщаются** между собой. В результате, **наступление турбулентного режима** течения **затрудняется** по сравнению с отдельной трубкой.

Ламинарная и турбулентная фильтрация



(a) Ламинарное течение — течение, при котором жидкость или газ перемещается слоями без перемешивания:

- имеет место при малых скоростях фильтрации
- до 1917 года в российской науке пользовались термином Струйчатое течение
- возможно только до некоторого критического значения числа Рейнольдса $Re=2300$,

(b) Турбулентное течение - большие и маленькие водовороты и завихрения, непредсказуемость потока

✓ имеет место при больших скоростях фильтрации

Аналогия закона Дарси

Аналогия закону Ома для течения электрического тока :

$$I = \frac{U}{\rho \cdot L / S} \quad \longrightarrow \quad Q = K_{\text{пр}} \cdot \frac{\Delta P \cdot S}{\mu \cdot L}$$

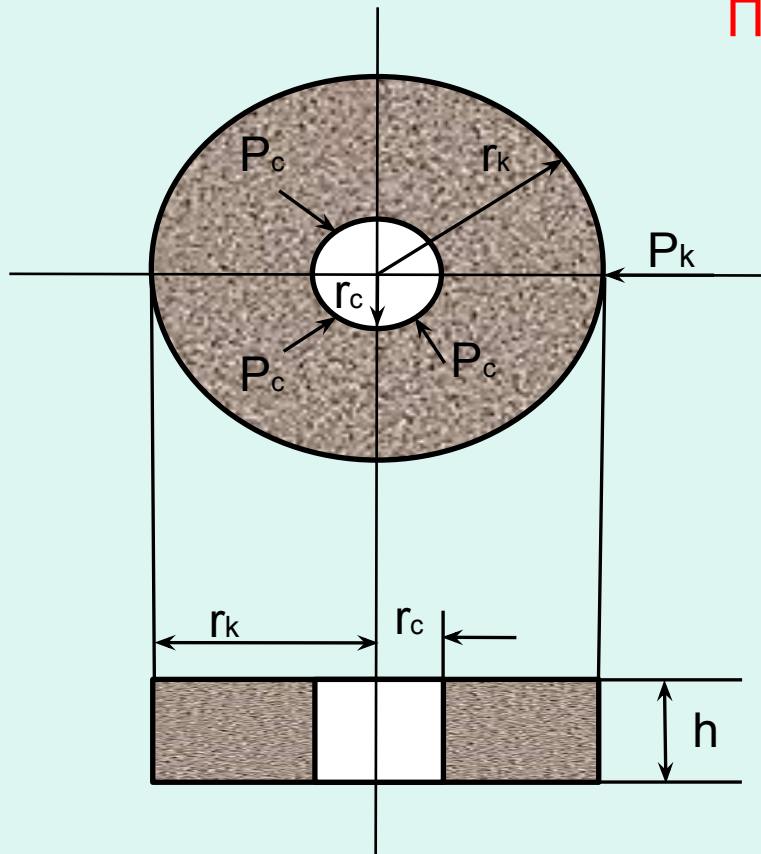
$$Q \sim I; \quad \Delta P \sim U; \quad K_{\text{пр}} / \mu \sim 1 / \rho$$

$1/\rho$ – электрическая проводимость

$K_{\text{пр}}/\mu$ - пьезопроводимость пласта

Радиальный фильтрационный поток

При 100% насыщенности флюидом имеем:



Формула Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi K_{пр} \cdot h (P_k - P_c)}{\mu \ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}$$

- для несжимаемой
жидкости и идеального
газа

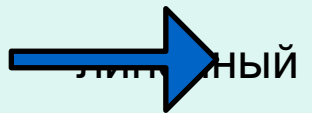
$$\varepsilon = \frac{Q \cdot B_0 \cdot \left(\ln \frac{r_k}{r_c} + S\right)}{2\pi (P_{пл} - P_{zab})}$$

где ε – продуктивность скважины; Q – дебит; B_0 – коэффициент объемного расширения нефти; S – нефтенасыщенность; $P_{пл}$, P_{zab} – пластовое и забойное давления

Границы применимости

Только в **ламинарном** режиме возможно получение точных решений уравнения движения жидкости (Навье — Стокса), например, течение Пуазейля

Ламинарный поток

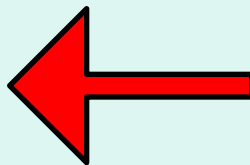


закон фильтрации Дарси

Нижняя граница ламинарного потока ни геофизически, ни геологически не определена (вероятно расположена на больших глубинах, где возможно развиты микроскорости потоков).

Минимальной скорости для ламинарного потока не существует

$$Re = \frac{\rho \cdot u \cdot l}{\mu}$$



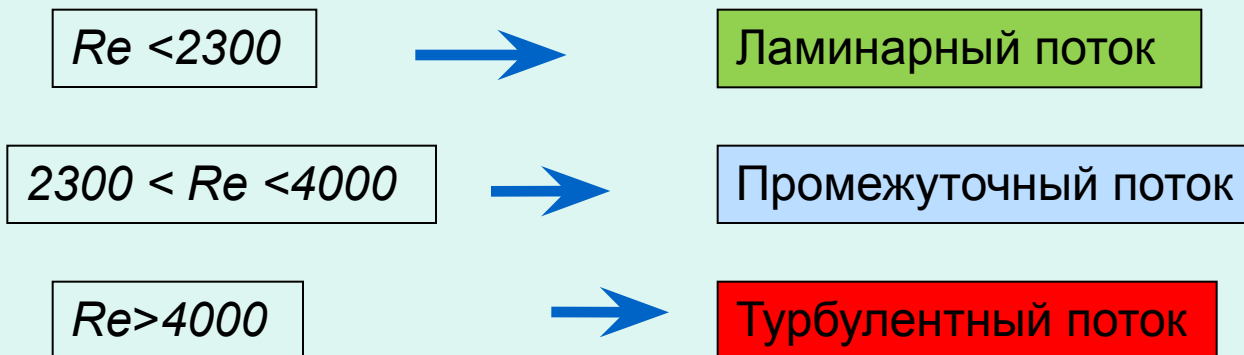
Характер потока на практике определяется безразмерным числом Рейнольдса (Re).

Число Рейнольдса - важный **показатель** для **распознания** любого **типа** потока

Re - определяет **отношение** сил **инерции** к **вязким** силам

Границы перехода от ламинарного потока к турбулентному

Для течения по трубам



Для пористой среды



Уравнение Пуазейля для течения жидкостей

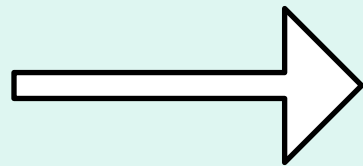
Представление проводящих жидкость каналов в пористой среде в виде **непересекающихся трубок** определенного радиуса

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8\mu L} \quad \text{- трубка радиуса } r$$

$$Q = n \frac{\pi r^4 \Delta P}{8\mu L} \quad \text{- } n \text{ трубок радиуса } r$$

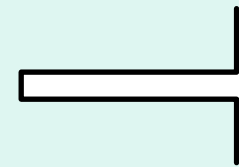
$$Q = \frac{\pi \Delta P}{8\mu L} \sum n_j \cdot r_j^4 \quad \text{- } n \text{ трубок различного радиуса}$$

Для трубки $d=0,1$ мм и диаметра зерна $D=30$ мм $K_{пр}=3,5$ мД
Для трубки $d=1$ мм и того же диаметра зерна $K_{пр}=35$ Д



Пуазейль ↔ Дарси

$$\frac{\pi r^4 \Delta P}{8\mu L} = K_{пр} \cdot \frac{\Delta P \cdot S}{\mu \cdot L}$$



$$K_{пр} = \frac{d^4}{32 \cdot D^2}$$

ЗАДАЧА

Влияние насыщенности на проводимость пористой среды

Условие:

Имеется 4 капиллярные трубки длиной L и диаметром 0,001; 0,005; 0,01; 0,05 см. Фильтруется жидкость вязкостью 1 сантипуаз. Перепад давления $\Delta P = 1$ атм. Трубка большего диаметра заполняется нефтью с вязкостью приблизительно равной 1 сантипуаз. Диаметр керна-цилиндра 30 мм.

Найти:

- 1) Общий поровый объем капиллярных трубок;
- 2) Абсолютную проницаемость (при заполнении трубок только водой);
- 3) Определить насыщенность модели нефтью и ОФП для нефти;
- 4) Определить насыщенность и ОФП для второй фазы (воды).

Используем уравнение Пуазейля и Уравнение Дарси

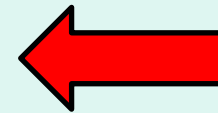
Решение задачи

Для расхода или проводимости модели

$$\frac{Q_H}{Q_{\text{общ.}}} = \frac{0.00000625}{0.000006260626} = 0.9983$$

Из закона Дарси

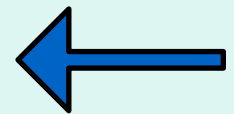
$$\text{ОФП}_H = \frac{Q_H}{Q_{\text{общ.}}} = \frac{K_H}{K_{\text{абс}}} = 0.9983;$$



$$\text{ОФП}_B = \frac{Q_B}{Q_{\text{общ.}}} = \frac{K_B}{K_{\text{абс}}} = 0.0017$$

Насыщенность нефтью:

$$S_H = \frac{0,0025}{0,002626} = 0,952$$



Законы фильтрации

Дарси

→ 1956 г.

$$Q = K_{\text{пр}} \cdot \frac{\Delta P \cdot S}{L}$$

Форхгеймер

→ 1901 г.

$$\frac{\Delta P}{\Delta X} = A Q + B Q^2$$



$$\frac{\Delta P}{\Delta x} = \frac{\mu}{k} v + \beta^* \rho \cdot v^2$$

где Q - расход; v – скорость флюида; ρ – плотность; A, B, α, β-коэффициенты;
β* - коэффициент, учитывающий извилистость

ВЫВОД: Форхгеймер нашел, что при фильтрации через крупнозернистые породы зависимость градиента давления от скорости фильтрации **нелинейная**

Типы проницаемостей

- Абсолютная проницаемость по газу (в модели 100% газа);

$K_{абс.г}$

- Абсолютная проницаемость по жидкости (воде, нефти) (в модели 100% жидкости);

$K_{абс.н}; K_{абс.в}$

- Фазовая (ФП) (или Эффективная $K_{эфф}$) – проницаемость фазы при наличии или движении в модели хотя бы ещё одной фазы

$ФП_н; ФП_г; ФП_в$ тождественны $K_{эфф.н}; K_{эфф.г} K_{эфф.в}$

- Относительная фазовая проницаемость (ОФП) – отношение ФП к его абсолютной проницаемости $K_{абс}$)

$ОФП = ФП / K_{абс}$

Факторы влияющие на измерение абсолютной проницаемости

Эффект проскальзывания:

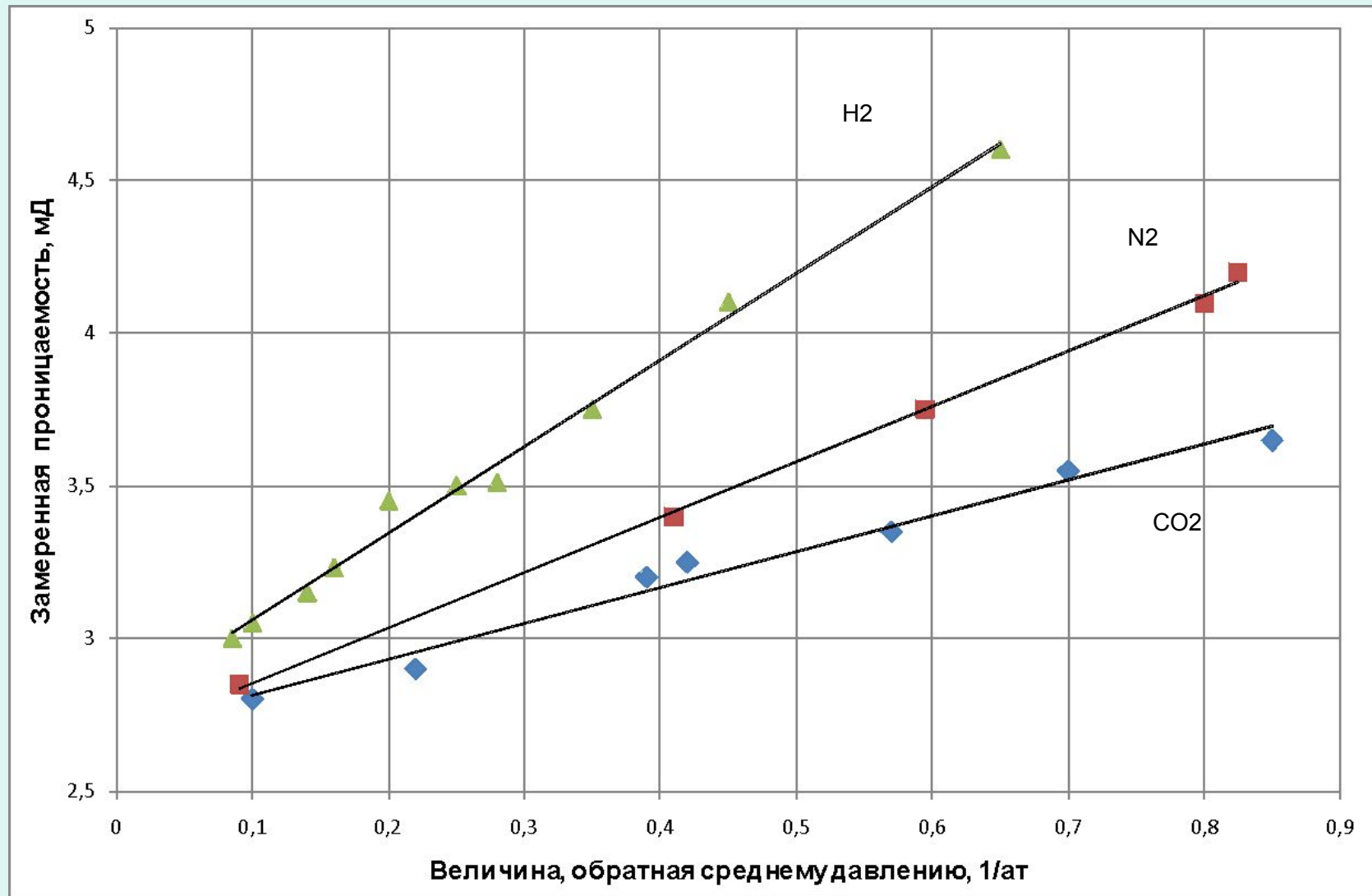
Проницаемость зависит от используемого рабочего агента: газа или жидкости, не реагирующие с породой.

Явление проскальзывания газа встречается в тех случаях, когда диаметр капилляра соизмерим с длиной свободного пробега молекулы газа (эффект Клинкенберга).

Длина свободного пробега молекул газа зависит от размера молекулы и кинетической энергии газа (массы и скорости).

Вывод: эффект Клинкенберга зависит от свойств газа, используемого в качестве рабочего агента.

Факторы влияющие на измерение проницаемости

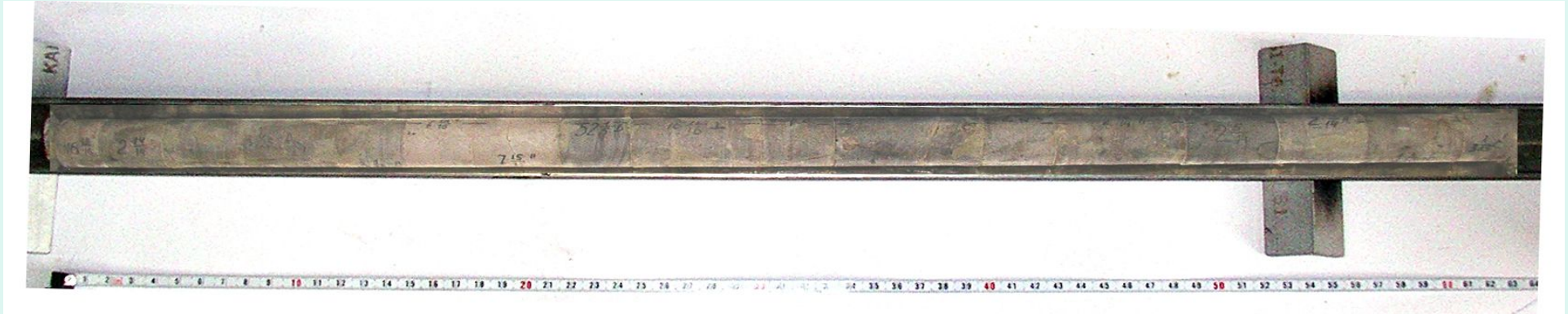


Керновые модели пласта

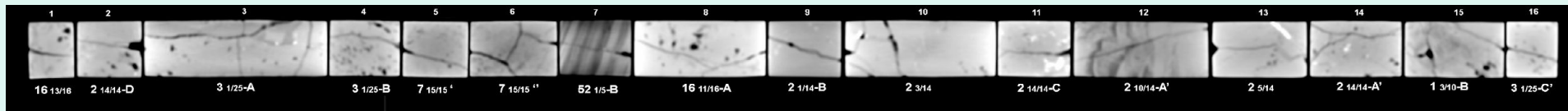


Основные фильтрационные характеристики пласта и способы их определения

Керновая модель пласта

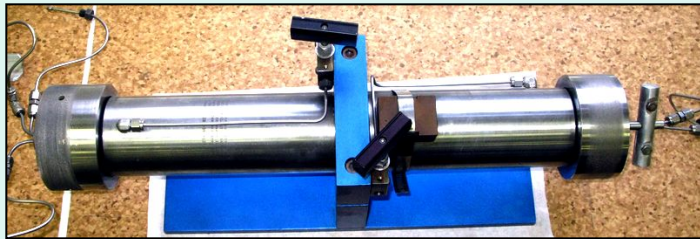


Составная модель пласта из образцов керна нефтяной залежи (томографическая съемка)



Характеристики моделей пласта. Типы кернодержателей

Для керновых составных моделей



Гидростатического типа – двухосевой обжим

Длина модели пласта – до 40 см;

Диаметр – 3 см;

Давление – до 70 МПа, Температура – 150 °С

Для заполнения используется смесь песчаника и маршаллита;

Длина модели пласта – 100 см;

Диаметр – 3,87 см;

Давление – до 70 МПа, Температура – 150 °С



Для насыпных моделей пласта



Гидростатического типа – двухосевой обжим

Длина модели пласта – до 100 см;

Диаметр – 3 см;

Давление – до 70 МПа, Температура – 150 °С



ЛИТЕРАТУРА:

■ ОСНОВНАЯ:

- 1. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – М., Гостехиздат, 1963.
- 2. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М., Гостоптехиздат. – 1962.-570 стр.
- 3. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М.: Недра. – 1976, - 198 стр.
- 4. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. Учебное пособие для вузов. – М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005, 544 с.

ЛИТЕРАТУРА:

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ:

- 1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М., Недра.-1971.-309 стр.
- 2. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М., «Газоил пресс»». -2006.-200 стр.
- 3. Селяков В.И. Кадет В.В. Перколяционные модели процессов переноса в микронеоднородных средах. – М.: недра. – 1995.- 222 стр.
- 4. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике.вод с немецкого. – М.: ИЛ.- 1957.- 726 стр.

ЛИТЕРАТУРА:

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ:

- 5. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке нефти и газа. М.: «Грааль», 2002.
- 6. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. – М.: Недра, 1996, 447 с.
- 7. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984, 211 с.
- 8. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998, 628 с.
- 9. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984, 270 с.
- 10. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963, 396 с.



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ !

internet: www.vniigaz.ru
intranet: www.vniigaz.gazprom.ru
e-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru
телефон: (+7 495) 355-92-06
факс: (+7 495) 399-32-63