

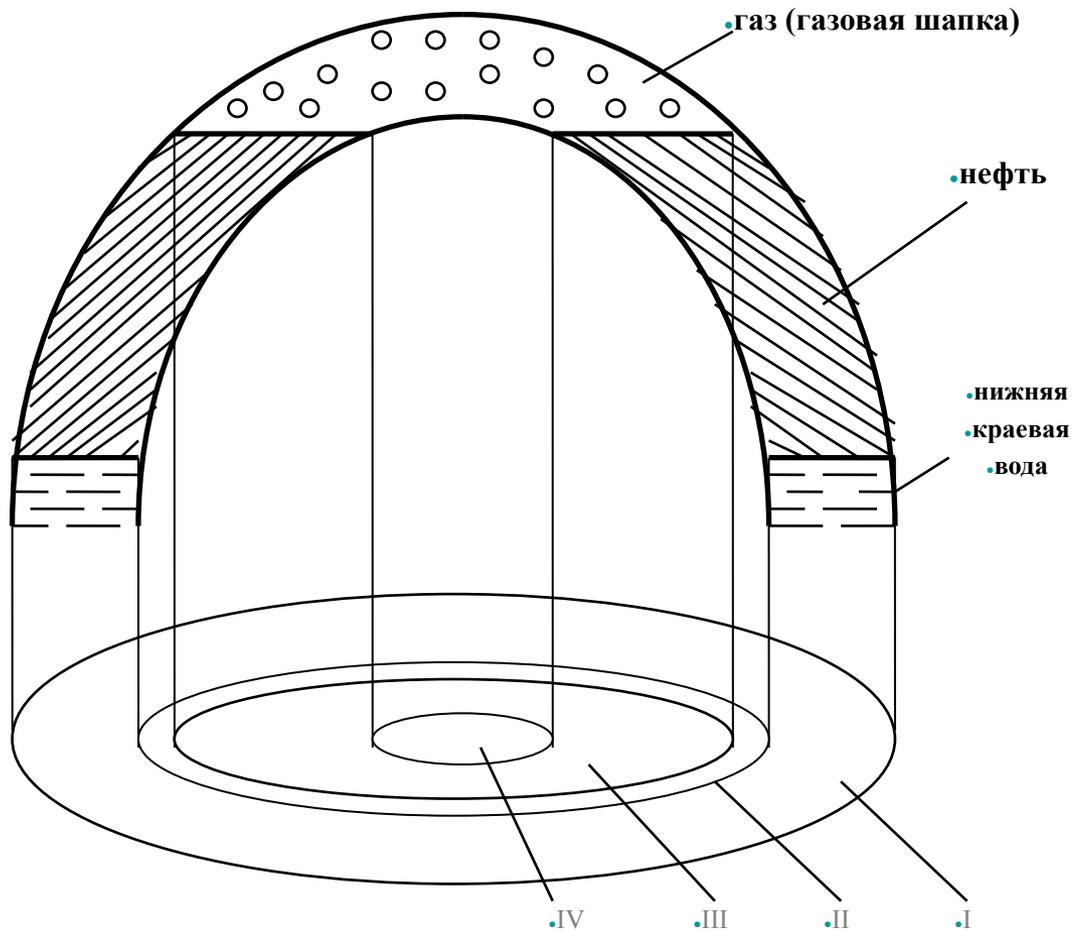
# ГИДРАВЛИКА И НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОМЕХАНИКА

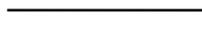
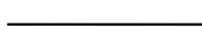
# Предмет и задачи

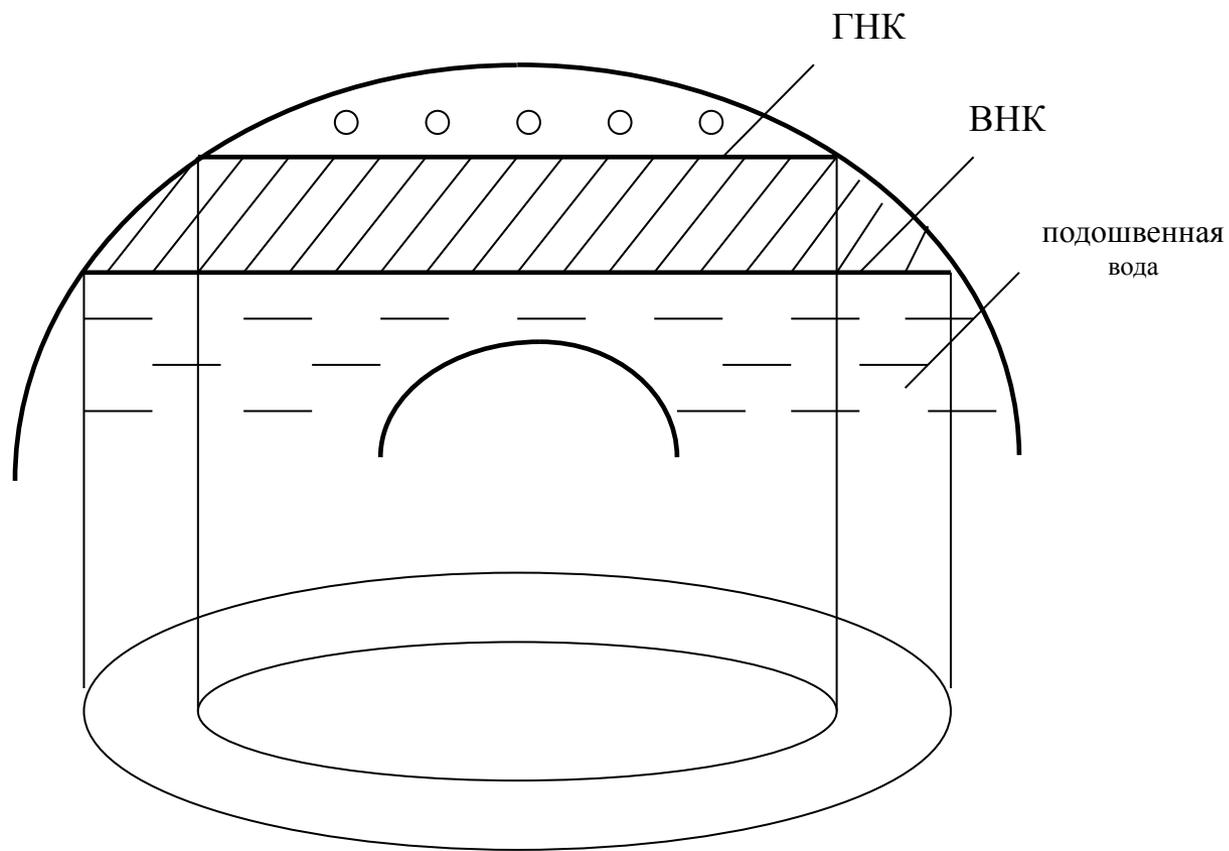
- *Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика* - это наука о движении нефти, воды, газа и их смесей в пористых и трещиновато-пористых горных породах, слагающих продуктивные пласты и массивы.
- Основу подземной гидромеханики составляет **теория фильтрации**, а сама наука является теоретической основой разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений
- **Фильтрацией** называется движение жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещиноватых средах, т.е. в твердых телах, пронизанных системой сообщающихся между собой пор и микротрещин.

# Понятие о нефтяной залежи

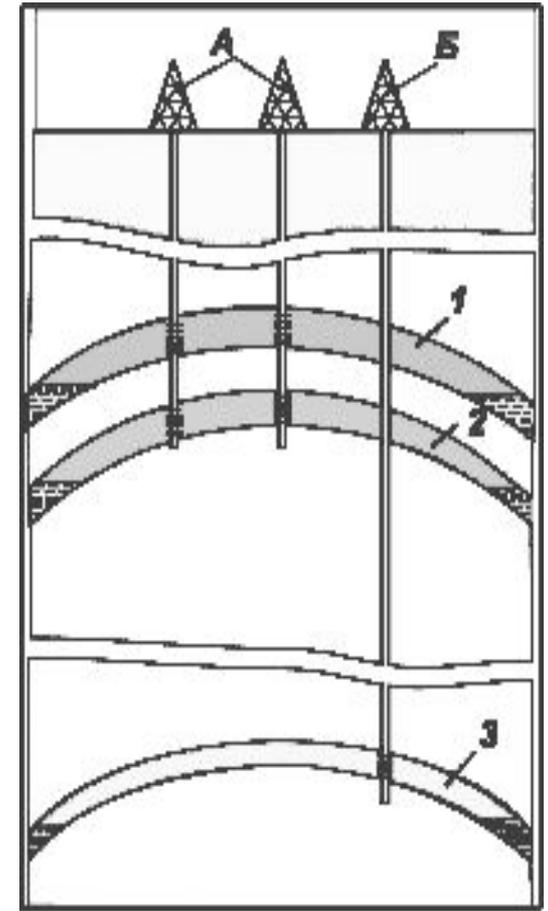
- **Нефтяная залежь** представляет собой скопление жидких углеводородов в некоторой области земной коры, обусловленное причинами геологического характера.
- Если вода располагается ниже нефтяной залежи на всем ее протяжении, то такую воду называют **подошвенной**.
- Если контакт с водой происходит в пониженных частях залежи, на ее крыльях, то используется термин - **контурная вода**.
- 
- Уровень, на котором расположена граница между нефтью и водой, определяет положение **водонефтяного контакта**.
- При формировании нефтяной залежи может образоваться область, занятая свободным газом, так называемая **газовая шапка**.



- 
 .Внешний и внутренний контуры нефтеносности
- 
 .Внешний и внутренний контуры газоносности



- **Нефтяные месторождения** - это скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким геологическим структурам, находящимся вблизи одного и того же географического пункта.
- **Залежью или пластом** называется естественное единичное скопление нефти в одном или нескольких сообщающихся между собой пластах-коллекторах, способных вмещать в себе и отдавать при разработке нефть.



# Источники пластовой энергии

- Наиболее распространены три основных типа залежи:
  - $V_{\text{H}}/V_{\text{Г}} > 5$  - нефтяная залежь;
  - $0,5 < V_{\text{H}}/V_{\text{Г}} < 5$  - нефтегазовая залежь;
  - $0 < V_{\text{H}}/V_{\text{Г}} < 0,5$  - газоконденсатная залежь,
- где  $V_{\text{H}}/V_{\text{Г}}$  - отношение объема нефтяной части залежи к газовой.
- Пластовое давление  $P_{\text{пл}}$  - основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи.
- Нормальное пластовое давление равно давлению столба воды высотой, равной глубине залегания данной залежи.

# Режимы разработки нефтяных месторождений

Совокупность **естественных** и **искусственных** факторов, определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его дренировании системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, называется **режимом пласта**.

Выделяют пять режимов:

- водонапорный (естественный и искусственный),
- упругий,
- газонапорный (режим газовой шапки),
- режим растворенного газа
- гравитационный.

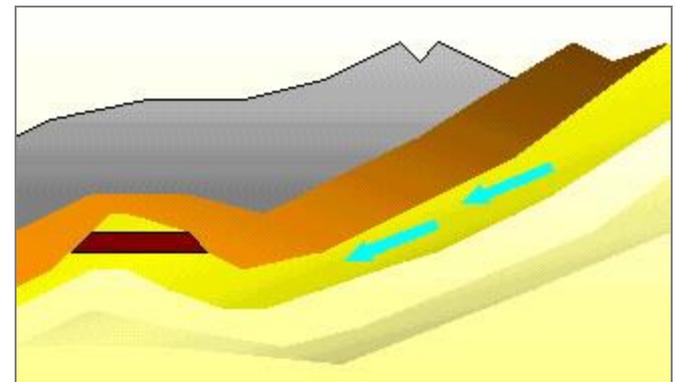
# Водонапорный режим

При этом режиме фильтрация нефти происходит под действием давления **краевых** или **законтурных вод**, имеющих регулярное питание (пополнение) с поверхности за счет талых или дождевых вод или за счет **непрерывной закачки воды** через систему нагнетательных скважин.

Условие существования водонапорного режима.

где  $P_{пл}$  - среднее пластовое давление,  $P_{нас}$  - давление насыщения.

$$P_{пл} > P_{нас}$$



# Упругий режим

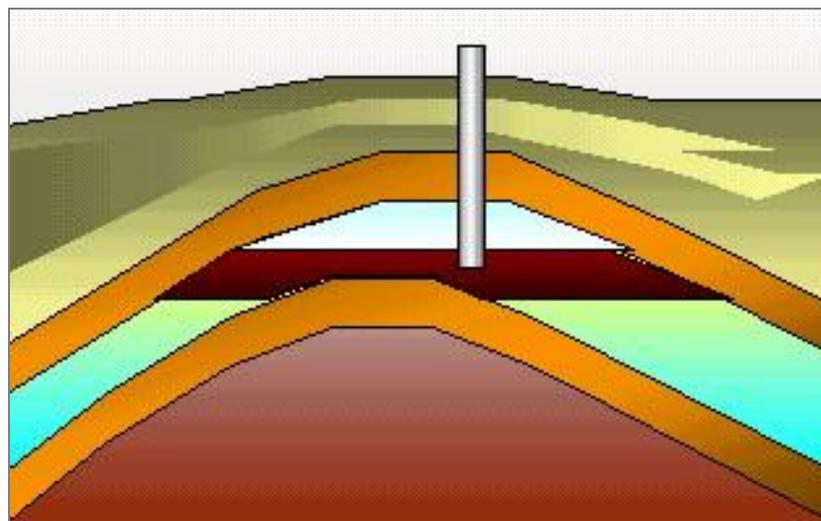
При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Условием существования этого режима является

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$$

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте  $P_{\text{пл}}$  за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти.

# Режим газовой шапки

Этот режим проявляется в таких геологических условиях, при которых источником пластовой энергии является упругость газа, сосредоточенного в газовой шапке.



$$P_{\text{плнач}} = P_{\text{нас}}$$

# Режим растворенного газа

Дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа, переходом его в свободное состояние, увеличением за счет этого объема газонефтяной смеси, и фильтрации этой смеси к забоям скважин называется режимом растворенного газа.

Источником пластовой энергии при этом режиме является упругость газонефтяной смеси.

Режим отличается **низким коэффициентом нефтеотдачи**, в редких случаях достигающим значений **0,25**.

## Условия существования режима растворенного газа:

- $P_{пл} < P_{нас}$  (пластовое давление меньше давления насыщения);
- отсутствие законтурной воды или наличие неактивной законтурной воды;
- отсутствие газовой шапки;
- геологическая залежь должна быть запечатана

# Характеристики пористой среды и фильтрационного потока

- 1. **Коэффициент пористости.**
- Коэффициентом пористости называется отношение объема пор ко всему объему пористой среды. Под пористостью в теории фильтрации понимается **эффективная (активная) пористость**, учитывающая только те поры и микротрещины, которые соединены между собой и через которые может фильтроваться жидкость.

$$m = \frac{V_n}{V}$$

- 2. **Скоростью фильтрации** называется отношение объемного расхода (дебита) жидкости или газа к общей площади поперечного сечения образца породы:

$$W = \frac{Q}{F}$$

- 3. **Средняя действительная скорость движения жидкости** равна отношению объемного расхода (дебита) к площади просветов

$$V = \frac{W}{m}$$

- 4. **Проницаемость** - это свойство пористой среды пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада давления.

- При описании двухфазных течений вводят **«относительные проницаемости»**  $k_i$  фаз, определяемые из отношений:

$$k_i = \frac{k_i^*(S)}{k}$$

где  $k_i^*(S)$  – **фазовые проницаемости**

- **5. Насыщенность элемента пористой среды** данной фазой:

$$S_i = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_n}$$

где  $i = 1, 2$  ( $S_1, S_2$  – насыщенность смачивающей и несмачивающей фазами),  $\Delta V_i$  – объем среды, занятой жидкостью,  $\Delta V_n$  – общий объем активных пор в данном элементе.

Пористость вместе с коэффициентом фильтрации характеризует **фильтрационно-емкостные** свойства среды

$$k_\phi = \frac{k}{\mu} \rho g$$

Зависимость параметров от давления называются *уравнениями состояния флюида* и пористой среды.

Параметр	Экспоненциальная зависимость	Линейная зависимость
Плотность	$\rho = \rho_0 \cdot e^{\beta_{ж}(P-P_0)}$	$\rho = \rho_0 [1 + \beta_{ж}(P-P_0)]$
Вязкость	$\mu = \mu_0 \cdot e^{-\alpha_{\mu}(P_0-P)}$	$\mu = \mu_0 [1 - \alpha_{\mu}(P_0 - P)]$
Пористость	$m = m_0 \cdot e^{-\alpha_m(P_0-P)}$	$m = m_0 + \beta_c(P - P_0)$
Проницаемость	$K = K_0 \cdot e^{-\alpha_k(P_0-P)}$	$K = K_0 [1 - \alpha_k(P_0 - P)]$

$\rho_0, \mu_0, m_0, K_0$  – значения параметров при фиксированном (начальном давлении  $P_0$ );

$\rho, \mu, m, K$  – значения параметров при текущем давлении  $P$ ;

$\beta_{ж}$  – коэффициент объемного сжатия жидкости, Па-1;

$\beta_c$  – коэффициент объемной упругости среды, Па-1;

$\alpha_{\mu}, \alpha_m, \alpha_k$  – коэффициенты, определяемые экспериментально и зависящие от свойств жидкости и породы, Па-1.

При значительных изменениях давления зависимость экспоненциальная, при малых депрессиях – линейная.

# Закон Дарси

$$W = -\frac{K}{\mu} \frac{dP}{dl}$$

- $K/\mu$  - коэффициент подвижности.

$$W = -\frac{k}{\mu} \frac{\Delta p^*}{L}$$

- $p^*$  – приведенное давление.

# Основные термины и определения

- **Начальное пластовое давление**
  - Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки.
- **Текущее пластовое давление**
  - В различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени.
- **Приведенное давление**

$$P_1 = P_{c1} + \rho_H \cdot g \cdot \Delta h_1,$$

$$P_2 = P_{c2} + \rho_H \cdot g \cdot \Delta h_2,$$

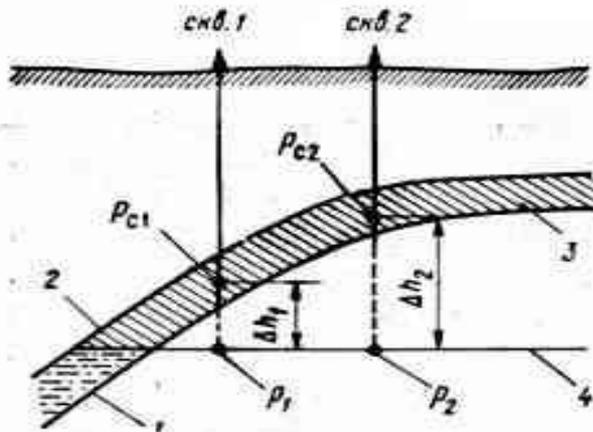


Рис. 2.1. Схема наклонного пласта:  
1 — водонасыщенная часть пласта; 2 — первоначальный контакт; 3 — нефтенасыщенная часть; 4 — плоскость приведения

# Отклонения от закона Дарси

- 1. Отклонения от закона Дарси при высоких скоростях фильтрации

Одночленная формула:

$$W = C \left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)^{\frac{1}{n}}$$

- число Рейнольдса:  
В.Н.Щелкачев

$$1 \leq \text{Re}_{\text{кр}} \leq 12,$$

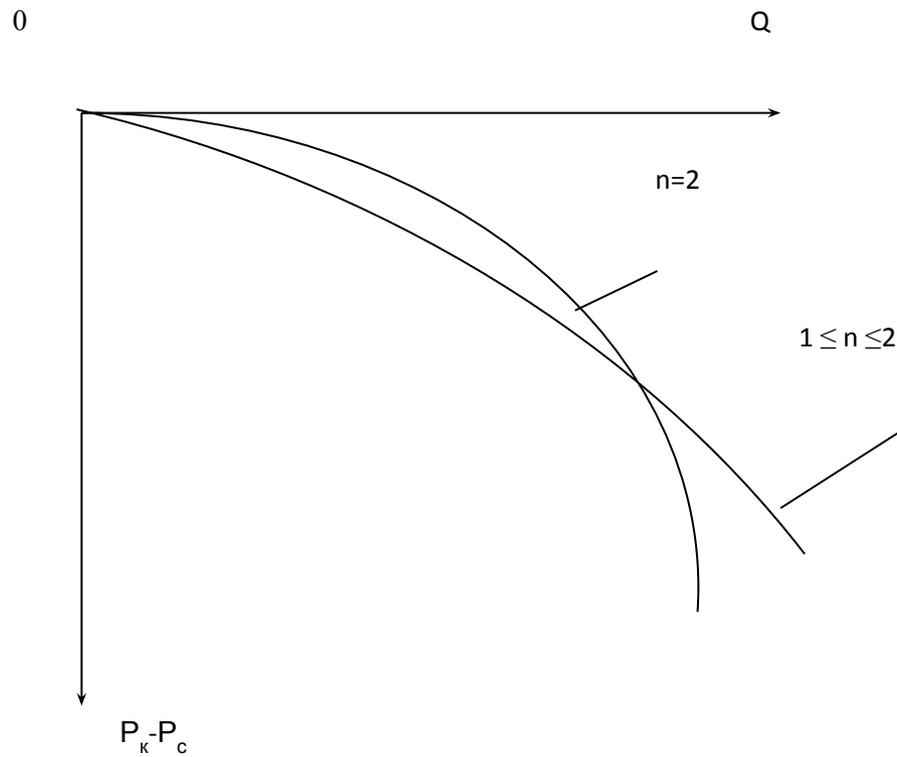
$$\text{Re} = \frac{10}{m^{2,3}} \frac{V \sqrt{K}}{\nu}$$

М.Д.Миллионщиков

$$0,022 \leq \text{Re}_{\text{кр}} \leq 0,29,$$

$$\text{Re} = \frac{V \sqrt{K}}{m^{1,5} \nu}$$

# Нелинейная фильтрация

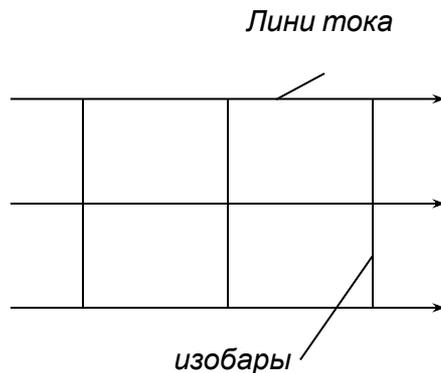


# ОДНОМЕРНЫЕ УСТАНОВИВШИЕСЯ ПОТОКИ НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

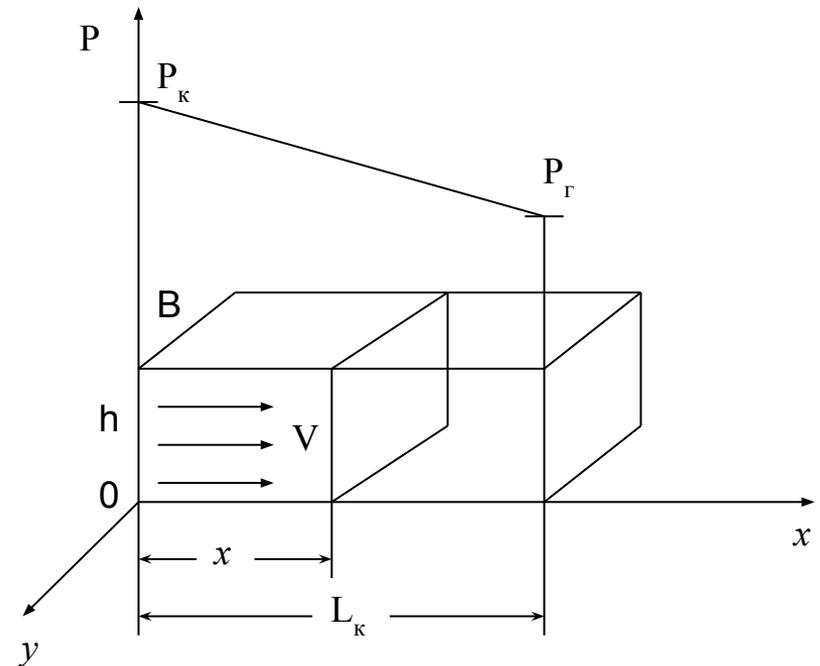
- Одномерным называется фильтрационный поток, в котором скорость фильтрации и напор (давление) являются функциями только одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока

# Прямолинейно-параллельный поток

- а) дебит жидкости, скорость фильтрации и градиент давления постоянны вдоль потока (не зависят от координаты сечения  $x$ );
- б) пластовое давление распределяется вдоль оси  $x$  по линейному закону

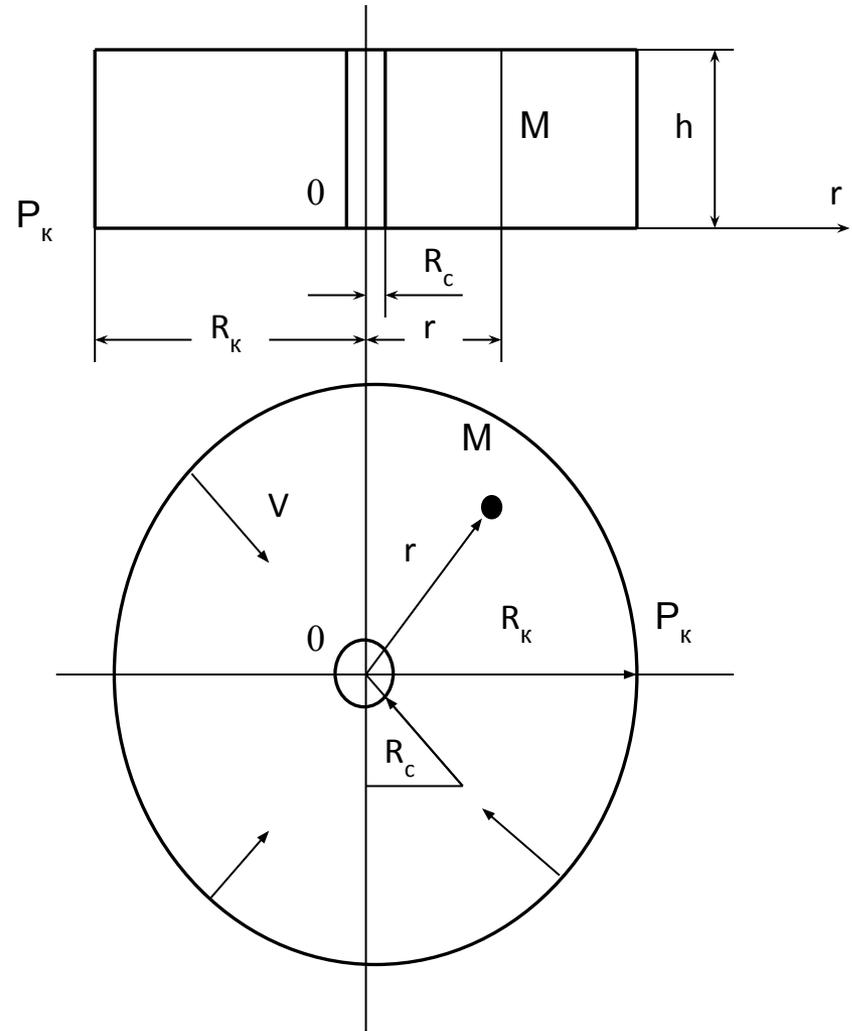
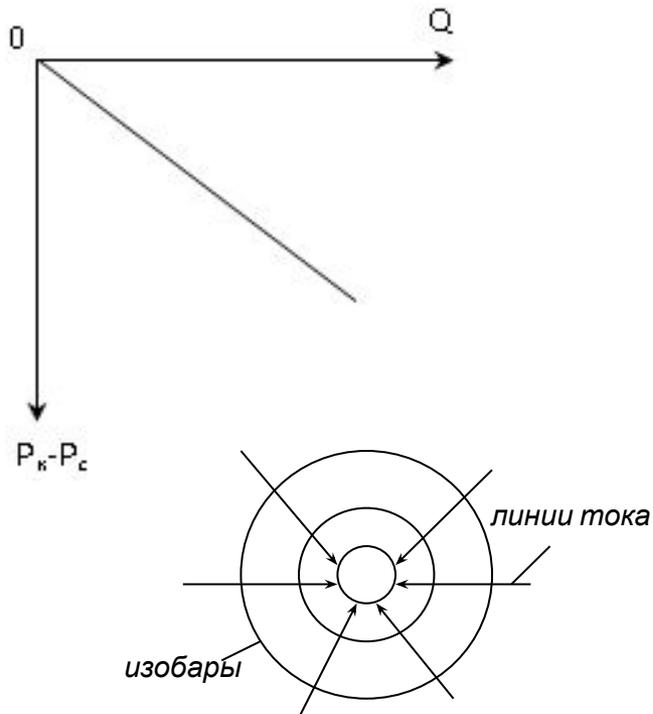


Гидродинамическое поле фильтрации



# Плоскорадиальный поток

- дебит скважины  $Q$  прямо пропорционален перепаду давления  $(P_k - P_c)$  и не зависит от координаты  $r$ .



Гидродинамическое поле фильтрации

# Приток жидкости к скважине

Вблизи скважины в однородном пласте можно использовать для расчетов радиальную схему фильтрации жидкости.

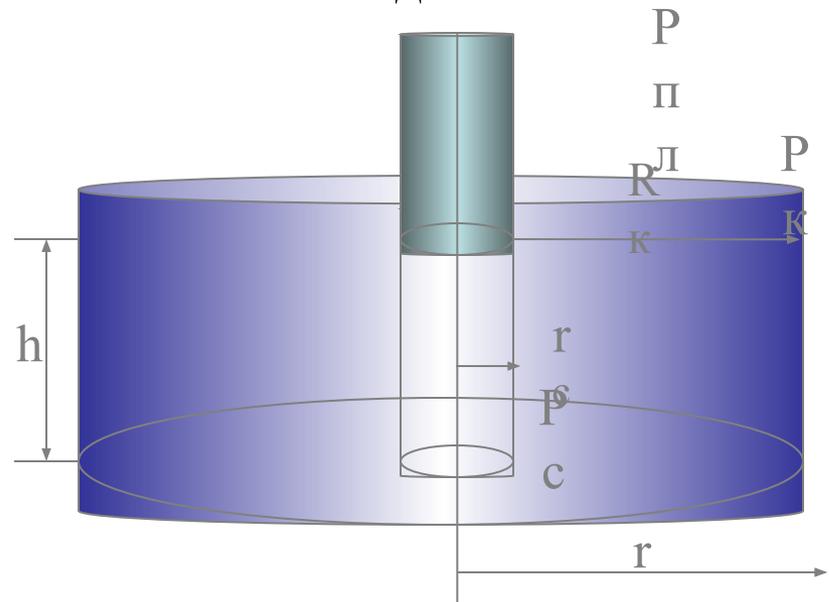
Скорость фильтрации, согласно закону Дарси

$$q = 2\pi r h v = -2\pi r h \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \cdot \frac{kh}{\mu} = \varepsilon.$$

$k$  - проницаемость пласта;  $\mu$  - динамическая вязкость жидкости

Формула Дюпюи

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)}$$

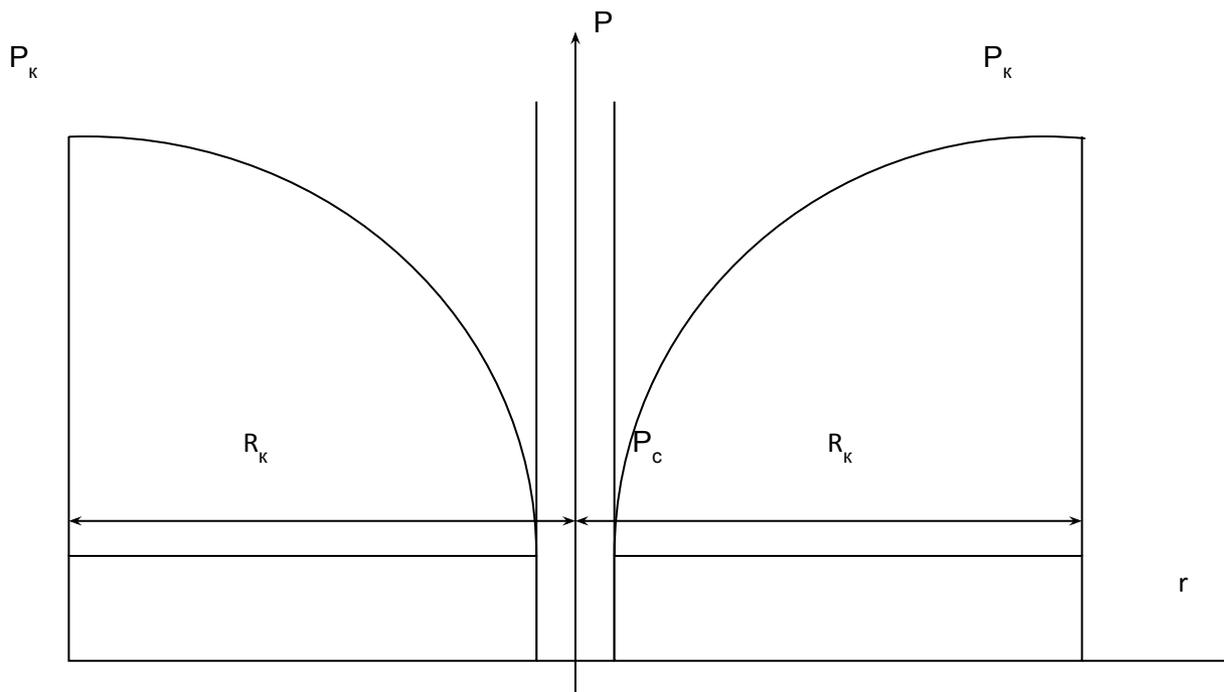


Формула распределения  
давления вокруг скважины:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$



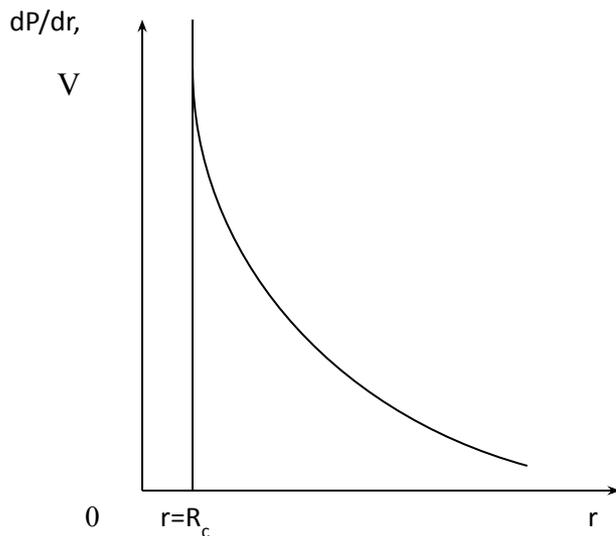
графиком зависимости  $P(r)$  является логарифмическая кривая, вращение которой вокруг оси скважины образует поверхность, называемую воронкой депрессии.



- Отношение дебита скважины к перепаду давления называется коэффициентом продуктивности  $\eta$ :

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi Kh}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}}$$

- скорость фильтрации и градиент давления в любой точке пласта обратно пропорциональны расстоянию  $r$  от этой точки до оси скважины.



$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr},$$

# Радиально-сферический поток

