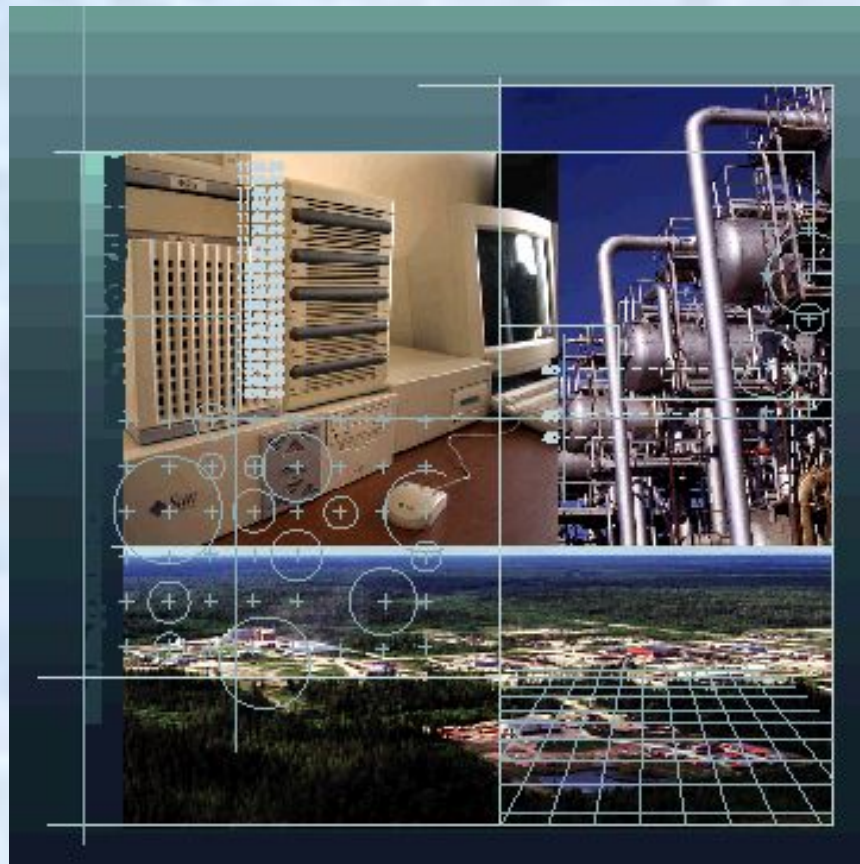


# МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ



## Моделирование процессов разработки

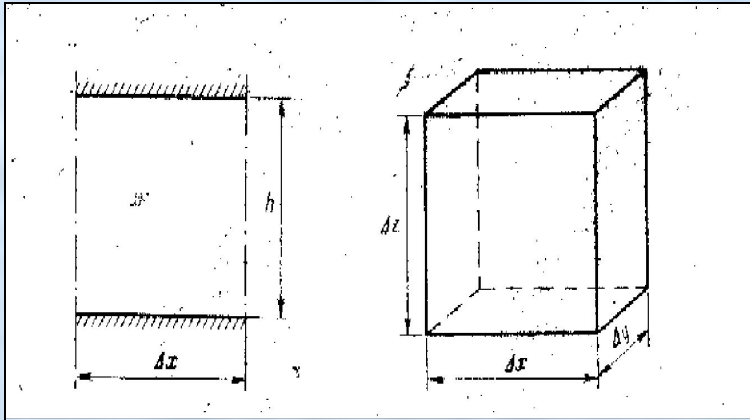
**Моделирование** — это постановка соответствующих процессу разработки нефтяного месторождения математических задач, включающих дифференциальные уравнения, начальные и граничные условия. Процедуры расчетов на основе моделей называют методиками расчетов.

Дифференциальные уравнения, описывающие процессы разработки нефтяных месторождений, основаны на использовании двух фундаментальных законов природы — **закона сохранения вещества** и **закона сохранения энергии**, а также на целом ряде физических, физико-химических, химических законов и специальных законах фильтрации.

**Закон сохранения вещества** в моделях процессов разработки месторождений записывают либо в виде, дифференциального **уравнения неразрывности** массы вещества, именуемого часто просто уравнением неразрывности, либо в виде формул, выражающих **материальный баланс** веществ в пласте в целом. В последнем случае закон сохранения вещества используют непосредственно для расчета данных процессов разработки месторождений, а соответствующий ему метод расчета получил название **метода материального б а л а н с а**.

# Моделирование процессов разработки

## Уравнение неразрывности



Масса  $\Delta M$  вещества плотностью  $\rho$  в элементе пласта (рис.) длиной  $\Delta x$ , толщиной  $h$  и шириной  $b$  в направлении, перпендикулярном к плоскости пористости пласта, составит  $m$

$$\Delta M = \rho m h \Delta x \quad (1)$$

Рис. Схема элементарного объема прямолинейного пласта в одномерном и трехмерном случае

Если считать, что в элемент пласта через его левую грань поступает вещество с массовой скоростью  $\rho v_x$ , вытесняется из элемента с массовой скоростью

$\rho v_x + \frac{\partial \rho v_x}{\partial x} \Delta x$ , а накопленный объем его  $\delta \Delta M$  за время  $\Delta t$ , получим с учетом того, что в элемент вошло больше вещества, чем из него вышло:

$$\rho v_x b h \Delta t - \left( \rho v_x + \frac{\partial \rho v_x}{\partial x} \Delta x \right) \cdot b h \Delta t = \delta \Delta M = \delta (\rho m) b h \Delta x \quad (2)$$

## Моделирование процессов разработки

### Уравнение неразрывности

Из (2) имеем

$$\frac{\partial \rho v_x}{\partial x} + \frac{\partial \rho m}{\partial t} = 0 \quad (3) \quad \text{при } \Delta t \rightarrow 0 \quad \frac{\partial \rho v_x}{\partial x} + \frac{\Delta(\rho m)}{\Delta t} \quad (4)$$

Уравнение (4) и есть уравнение неразрывности массы вещества в пласте при одномерном прямолинейном движении насыщающего его вещества.

Чтобы получить такое уравнение для трехмерного случая, необходимо рассмотреть баланс массы в объемном элементе пласта

$$\Delta V = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$$

Рассматривая массовые скорости поступления вещества в куб и вытеснения из него, а также накопленный объем его в кубе, получим

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} + \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} = 0 \quad \text{или} \quad \operatorname{div}(\rho v) + \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} = 0$$

# Моделирование процессов разработки

## Уравнение энергии

**Полная энергия** единицы массы пласта  $E_n$  состоит из отнесенных к единице массы **внутренней удельной энергии** пород пласта и насыщающих его веществ, **удельной потенциальной**  $u_n$  и **кинетической энергии** веществ, движущихся в пласте со скоростью  $w$ .

$w$

$$E_n = u_n + z + w^2 / (2g) \quad (1)$$

Из закона сохранения энергии следует, что изменение энергии пласта  $\Delta E_n$  произведенной удельной работы равно  $\delta W$  количеству подведенного к пласту тепла, умноженного на механический эквивалент тепла  $A$ .

$$\Delta E_n + \delta W = A \delta Q_m \quad (2)$$

С учетом (1) из (2) получим

$$\Delta \left( u_n + z + \frac{w^2}{2g} \right) + \delta W = A \delta Q_m$$

(3)

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

## Уравнение энергии

Количественная оценка входящих в (3) величин показывает:

**Удельная потенциальная энергия** в пластах  $Z$  может изменяться в соответствии с возможными изменениями уровня движущихся в пласте веществ. Обычно это десятки и иногда сотни метров.

**Удельной кинетической энергией** движущихся в пласте веществ можно всегда, кроме особых случаев движения веществ в призабойной зоне скважин, пренебречь.

**Работа вещества, насыщающего пласт**, намного меньше, чем изменение удельной внутренней энергии при тепловых методах разработки нефтяных месторождений, но при определенных условиях может быть значительной

Наиболее существенное изменение энергии в элементе пласта связано с переносом тепла за счет **теплопроводности и конвекции**.

Определенный вклад в энергетический баланс пласта, особенно при высоких скоростях движения насыщающих его веществ, вносят **работа расширения-сжатия веществ и гидравлическое трение**.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

### Уравнение энергии

Напишем уравнение сохранения энергии в пласте, учитывая **теплопроводность и конвекцию**, а также работу **расширения - сжатия** веществ и **гидравлическое трение**.

$$A \left( \frac{\partial u}{\partial t} + \operatorname{div} v_{\Sigma} u \right) = m \left( \frac{\delta \rho E_p}{\partial t} + \operatorname{div} E_p \rho v \right) = v \cdot \operatorname{grad} p$$

$$u = c \rho T$$

Поток внутренней энергии

$$E_p \text{ Энергия сжатия}$$

$$A \delta Q_m = v \cdot \operatorname{grad} p$$

Тепло за счет гидравлического трения

$v_{\Sigma}$  - вектор суммарной скорости теплопереноса в пласте за счет теплопроводности и конвекции

$v$  - вектор скорости фильтрации

# РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ





## Упругий режим

Разработка нефтяного месторождения при **упругом режиме** - это осуществление процесса извлечения нефти из недр в условиях, когда **пластовое давление превышает давление насыщения**, поля давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт, а также воды в его законтурной области **неустановившиеся, изменяющиеся во времени в каждой точке пласта.**

**Упругий режим** проявляется во всех случаях, **когда изменяются** дебиты добывающих нефть скважин или расходы воды, закачиваемой в нагнетательные скважины.

Упругий режим с точки зрения физики — **расходование или пополнение упругой энергии пласта**, происходящее благодаря сжимаемости пород и насыщающих их жидкостей.

С уменьшением пластового давления до значения, меньшего, чем давление насыщения, из нефти начнет выделяться растворенный в ней газ, и режим пласта изменится — **упругий режим сменится режимом растворенного газа или газонапорным.**

# Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

## Упругий режим

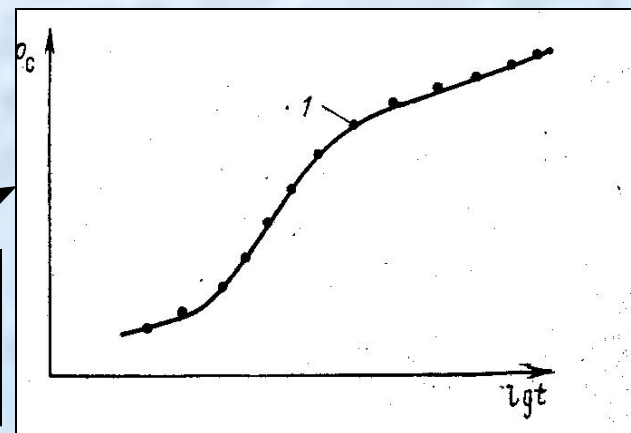
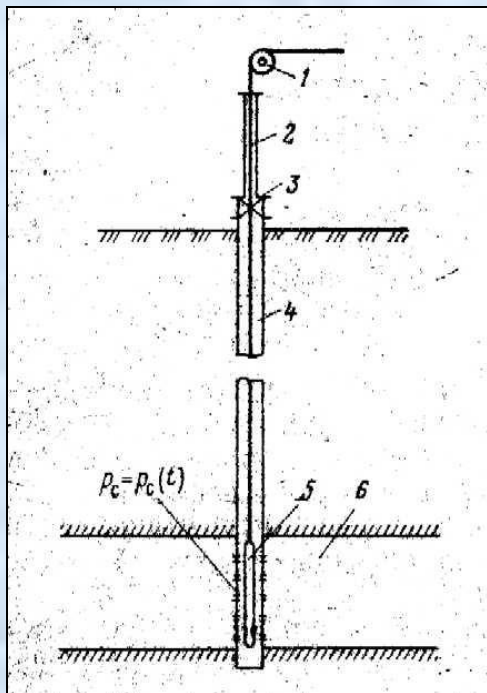
Теорию упругого режима используют главным образом для решения следующих задач по разработке нефтяных месторождений:

1. Определение давления на забое скважины в результате ее пуска, остановки или изменения режима эксплуатации, а также при интерпретации результатов исследования скважин с целью определения параметров пласта.

На основе теории упругого режима создан наиболее известный в практике разработки нефтяных месторождений метод определения параметров пласта по кривым восстановления давления в остановленных скважинах (метод КВД).

Схема исследования скважины методом восстановления давления

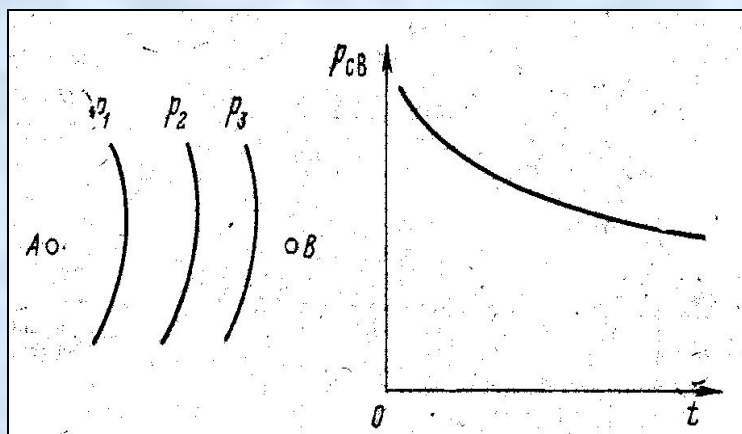
Кривая забойного восстановления давления в скважине



# Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

## Упругий режим

2. **Расчеты перераспределения давления в пласте** и соответственно изменения давления на забоях одних скважин, в результате пуска-остановки или изменения режима работы других скважин, разрабатывающих пласт.

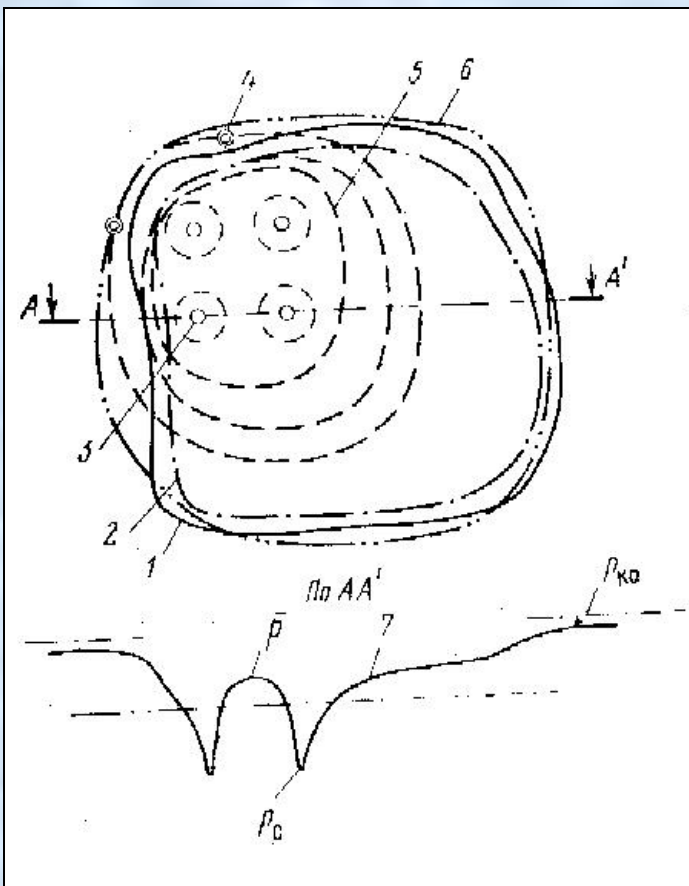


Эти расчеты используют, в частности, для интерпретации данных «гидропрослушивания» пласта, осуществляющегося следующим образом. В момент времени  $t = 0$  производят, например, пуск в работу скв. А с дебитом  $q_A$ . На забое остановленной скв. В, в которую предварительно опускают глубинный манометр, регистрируется изменение забойного давления  $p_{св} = p_{св}(t)$

По скорости и амплитуде понижения давления можно оценить среднюю **проницаемость и пьезопроводность** пласта на участке между скв. А и В. Если же в скв. В не происходит изменения давления, т. е. она не прослушивается из скв. А, то считают, что между этими скважинами существует непроницаемый барьер (тектонический сдвиг, участок залегания непроницаемых пород и т. д.). Установление гидродинамических связей между скважинами имеет важное значение для определения охвата пласта воздействием и регулирования его разработки.

## Упругий режим

3. Расчеты изменения давления на начальном контуре нефтеносности месторождения или **средневзвешенного** по площади нефтеносности **пластового давления** при заданном во времени поступлении воды в нефтеносную часть из законтурной области месторождения.



### Схема нефтяного месторождения и изменения пластового давления:

1-внешний контур нефтеносности; 2-внутренний контур нефтеносности; 3-добывающие скважины; 4-пьезометрические скважины; 5-изобары; 6-условный контур нефтеносности; 7-эпюра пластового давления вдоль разреза месторождения по линии А А<sup>1</sup>

Если нефтяное месторождение разрабатывается без воздействия на пласт и окружено обширной водоносной областью с достаточно хорошей проницаемостью пород в этой области, то отбор нефти из месторождения и понижение пластового давления в нем вызовут интенсивный приток воды из законтурной в нефтеносную область разрабатываемого пласта. Изменение  $P_{кон} = P_{кон}(t)$  прогнозируют на основе решения соответствующих задач теории упругого режима.

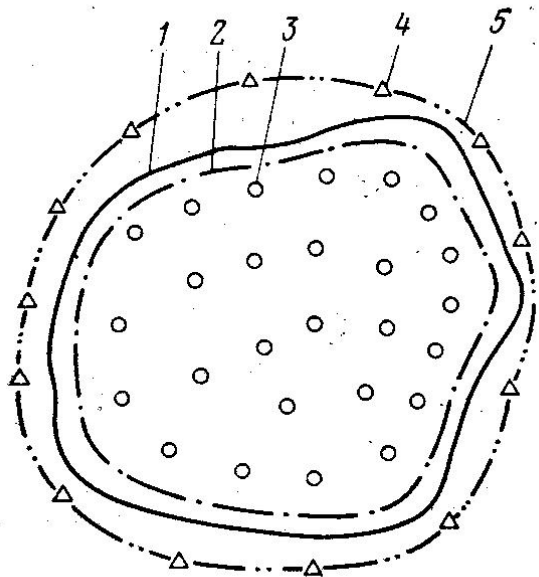
## Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

### Упругий режим

4. Расчеты **восстановления давления** на контуре нефтеносного пласта в случае перехода на разработку месторождения с применением заводнения или при расчетах утечки воды в законтурную область пласта, если задано давление на контуре нефтеносности.

Схема разработки нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения:

1- внешний контур нефтеносности; 2- внутренний контур нефтеносности; 3- добывающие скважины; 4- нагнетательные скважины; 5- контур нагнетательных скважин



С повышением давления на линии нагнетания приток воды в нефтенасыщенную часть месторождения из законтурной области сначала прекратится, а затем закачиваемая в пласт вода начнет утекать в законтурную область. При расчетах утечки воды в законтурную область может потребоваться решение задачи упругого режима, когда на контуре нагнетательных скважин задано давление  $P_{кон}$ , а требуется определить расход воды, утекающей в законтурную область пласта.

## Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

### Упругий режим

**5. Определение времени, в течение которого в каком - либо элементе системы разработки с воздействием на пласт с помощью заводнения наступит установившийся режим.**

Допустим, что месторождение введено в эксплуатацию с применением внутриконтурного заводнения при однорядной системе разработки. Пусть в какой-то момент времени были остановлены первый и второй ряды нагнетательных скважин, а в момент времени  $t = 0$  их вновь включают в эксплуатацию.

Процессы вытеснения нефти водой происходят обычно медленнее, чем процесс перераспределения давления при упругом режиме. Поэтому можно считать, что спустя некоторое время после пуска нагнетательных рядов в пласте между добывающим и нагнетательным рядами наступит период медленно меняющегося распределения давления (при постоянстве расходов закачиваемой в пласт воды и отбираемой из пласта жидкости), т. е. упругий режим закончится и создается почти установившийся режим. **Время существования упругого режима также определяют на основе теории упругого режима.**

Упругий режим

Дифференциальное уравнение упругого режима

Уравнение неразрывности массы фильтрующегося вещества

$$\rho \frac{\partial m}{\partial t} + m \frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div} \cdot \rho v = 0 \quad (1)$$

В диапазоне изменения  $\sigma$  от доли единицы до 10 МПа зависимость пористости от среднего нормального напряжения можно считать линейной

$$m = m_0 - \beta_c (\sigma - \sigma_0) \quad (2)$$

$\beta_c$  — сжимаемость пористой среды пласта;  
 $\sigma_0$  - начальное среднее нормальное напряжение.

## Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

### Упругий режим

### Дифференциальное уравнение упругого режима

Из формулы связи между горным давлением по вертикали  $p_z$ , средним нормальным напряжением  $\sigma$  и пластовым давлением  $p$ :

следует, что при 
$$p_z = \sigma + p \quad (3)$$

$$p_z = const$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = - \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

Учитывая (2) и (4), получим

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial m}{\partial \sigma} \frac{\partial \sigma}{\partial t} = -\beta_c \frac{\partial \sigma}{\partial t} = \beta_c \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5)$$

Плотность фильтрующейся в пласте жидкости в первом приближении линейно зависит от давления  $p$ ,

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta_{жс} (p - p_0)] \quad (6)$$

$\beta_{жс}$  - сжимаемость жидкости;  $p_0$  - плотность жидкости при начальном давлении .



## Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

### Упругий режим

### Дифференциальное уравнение упругого режима

Из (6) имеем

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \rho_0 \beta_{жс} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (7)$$

Используя закон Дарси и считая проницаемость  $k$  и вязкость жидкости  $\mu$  не зависящими от координаты, имеем

$$\operatorname{div} \rho v = -\frac{k}{\mu} \operatorname{div} \rho \cdot \operatorname{grad} p \quad (8)$$

Подставим (5), (7) и (8) в (1) и получим следующее выражение:

$$\rho \beta_c \frac{\partial p}{\partial t} + m \rho_0 \beta_{жс} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \operatorname{div} \cdot \rho \cdot \operatorname{grad} p \quad (9)$$

Учитывая незначительную сжимаемость жидкости ( $\rho \approx \rho_0$ ) получим дифференциальное уравнение упругого режима в следующем виде

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \operatorname{div} \cdot \operatorname{grad} p \quad (10)$$

$$\chi = \frac{k}{\mu \beta}$$

$$\beta = \beta_c + m \beta_{жс}$$

Упругость пласта

Пьезопроводность

## Режим растворенного газа

При уменьшении давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается **режим растворенного газа**. Выделяющийся из нефти газ, расширяясь со снижением давления, способствует вытеснению нефти из пласта. Если произошло отделение газа от нефти в пласте в целом и образовалась газовая шапка, режим растворенного газа сменяется **газонапорным**.

Для расчетов разработки пластов при режиме растворенного газа используют формулу закона Генри обычно в следующем виде:

$$V_{гр} = \alpha_0 V_H P$$

$V_{гр}$  — объем газа, растворенного в нефти, приведенный к стандартным (атмосферным) условиям;

$\alpha_0$  — коэффициент растворимости;

$P$  — абсолютное давление

$V_H$  — объем нефти в пластовых условиях вместе с растворенным в ней газом;

## Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

### Режим растворенного газа

Для реального газа необходимо учитывать коэффициент его сверхсжимаемости

$z = z(p, T)$  При изотермическом процессе уравнение состояния реального газа можно представить в виде

$$\frac{p}{\rho_z z} = \frac{p_{ат}}{\rho_{гат} z_{ат}}$$

$\rho_z, z, \rho_{гат}, z_{ат}$

- соответственно плотность и коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом и атмосферном давлениях.

При рассмотрении разработки элемента пласта в целом (при  $r_c \leq r \leq r_k$ ) введем некоторую среднюю насыщенность пласта жидкой углеводородной фазой, равную  $\bar{s}_{ж}$ . Пусть эта насыщенность существует в некотором сечении пласта, близком к контуру при давлении в этом сечении, равном  $\bar{p}$ .

Тогда для массового дебита нефти, притекающей к скважине, имеем выражение

$$q_{нс} = \frac{2\pi r h \rho_n k_n (s_{ж})}{\mu_n} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \quad (1)$$

Режим растворенного газа

Массовый дебит газа

$$q_{гс} = 2\pi h \left[ \frac{k_2(s_{жс})\rho_2}{\mu_2} + \frac{k_H(s_{жс})\alpha_0 p \rho_H}{\mu_H} \right] r \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2)$$

Для газового фактора в элементе пласта в целом получаем выражения

$$\Gamma = \frac{\bar{p}}{\rho_H} [\psi(\bar{s}_{жс})\mu_0 + \alpha_0] \quad (3) \quad \psi(\bar{s}_{жс}) = \frac{k_2(\bar{s}_{жс})}{k_H(\bar{s}_{жс})} \quad \mu_0 = \frac{\mu_H}{\mu_2}$$

Имеем следующие выражения для масс нефти и газа в пласте радиусом  $V_K$  :

$$M_H = \rho_H V_H \quad M_2 = \alpha_0 \bar{p} V_H \rho_H + \rho_2 V_2 \quad V = V_H + V_2 \quad (4)$$

$V_H$  и  $V_2$  — объемы соответственно нефти и газа.

## Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

### Режим растворенного газа

Из (4) получаем

$$\Delta M_z = \alpha_0 \Delta \bar{p} V_H \rho_H + \alpha_0 \bar{p} \Delta V_H \rho_H + \Delta(\rho_z V_z) \Delta M_H = \rho_H \Delta V_H \quad (5)$$

На основе уравнения материального баланса получим следующее выражение для газового фактора:

$$\Gamma = \frac{\Delta M_z}{\Delta M_H} = \Delta \bar{p} \frac{V_H}{\Delta V_H} + \alpha_0 \bar{p} + \frac{\Delta(\rho_z V_z)}{\rho_H \Delta V_H} \quad (6)$$

Учитывая, что

$$\bar{s}_{жс} = V_H / V \quad \Delta \bar{s}_{жс} = \Delta V_H / V \quad 1 - s_{жс} = V_z / V \quad (7)$$

имеем

$$\Gamma = \alpha_0 \bar{s}_{жс} \frac{\Delta \bar{p}}{\Delta \bar{s}_{жс}} + \alpha_0 \bar{p} + \frac{\Delta(\rho_z V_z)}{\rho_H \Delta \bar{s}_{жс} V} \quad (8)$$

Считая процесс разработки пласта изотермическим и не учитывая сверхсжимаемость газа ( $\rho_z = c\bar{p}$ ) получим из (8), устремляя  $\Delta \bar{p}$  и  $\Delta \bar{s}_{жс}$  к нулю

$$\frac{d\bar{s}_{жс}}{d\bar{p}} = \frac{\alpha_0 \bar{s}_{жс} \rho_H + c(1 - \bar{s}_{жс})}{c\bar{p}[\psi(s_{жс})\mu_0 + 1]} \quad (9)$$

## Режим растворенного газа

Решая уравнение (9), получим зависимость средней насыщенности жидкостью  $\bar{S}_{жс}$  от среднего давления  $\bar{p}$  и затем — все остальные показатели разработки. При этом, поскольку в случае режима растворенного газа плотность нефти в пластовых условиях в процессе разработки значительно увеличивается вследствие выделения из нефти газа, во время подсчета нефтеотдачи следует учитывать изменение плотности нефти.

Пусть  $L_2$  — масса дегазированной нефти, а  $L_1$  — масса газа растворенного в нефти. Объем нефти в пластовых условиях равен  $V_n$ .

Тогда

$$\frac{L_1}{\rho_{1k}} + \frac{L_2}{\rho_2} = V_n \quad \frac{L_1}{L_2} = \alpha \bar{p} \quad (10)$$

где  $\rho_{1k}$  — кажущаяся плотность растворенного в нефти газа;  $\rho_2$  — плотность дегазированной нефти. Тогда плотность нефти в пластовых условиях

$$\rho_n = \frac{L_1 + L_2}{\frac{L_1}{\rho_{1k}} + \frac{L_2}{\rho_2}} = \frac{1 + \alpha \bar{p}}{\frac{1}{\rho_2} + \frac{\alpha \bar{p}}{\rho_{1k}}} \quad (11)$$

## Газонапорный режим

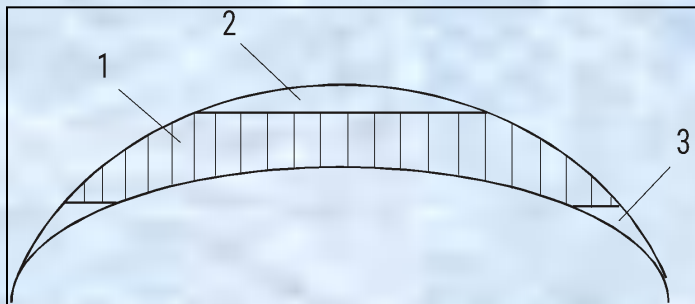


Схема нефтяного месторождения с вторичной газовой шапкой:

1 — нефть; 2 — газовая шапка; 3 — законтурная вода.

Газ, выделяясь из нефти, всплывает под действием сил гравитации в газовую шапку (рис.).

Объем пласта охваченный процессом разработки:

$$V_{on} = m(1 - s_{св})\eta_2 V_{пл} \quad (1)$$

$V_{пл}$  — общий объем пласта

Изменение среднего пластового давления  $\bar{p}$  определяем, используя соотношения, вытекающие из уравнения материального баланса веществ в пласте в целом.

$N_1$  — полная масса газа в пласте, включая свободный газ и газ, растворенный в нефти;  $N_2$  — полная масса дегазированной нефти в пласте;

$L_1$  — масса газа, растворенного в нефти;  $G_1$  — полная масса свободного газа.

$$N_1 = G_1 + L_1 \quad N_2 = L_2 \quad (2)$$

Из закона Генри

$$\frac{L_1}{L_2} = \alpha \bar{p} \quad (3)$$

## Газонапорный режим

Для получения замкнутой системы соотношений материального баланса применим соотношение для суммы объемов компонентов в пласте в виде

$$\frac{G_1}{\rho_1} + \frac{L_2}{\rho_2} + \frac{L_1}{\rho_{1к}} = V_{оп} \quad (4)$$

где  $\rho_1$  и  $\rho_2$  — плотность соответственно газа в пласте и дегазированной нефти;  $\rho_{1к}$  — кажущаяся плотность растворенного в нефти газа. К соотношениям (2) — (4) необходимо добавить уравнение состояния реального газа в виде

$$\frac{\bar{p}}{\rho_1} = \frac{p_{ам} \varphi}{\rho_{1ам}} \quad (5)$$

В итоге имеем полную систему соотношений для определения  $\bar{p}$ . Будем считать процесс разработки пласта при газонапорном режиме изотермическим. Для некоторого упрощения задачи усредним также отношение коэффициентов сверхсжимаемости газа  $\varphi$ , положив  $\varphi = \varphi_{ср}$

Величины  $N_1$  и  $N_2$  определяют следующим образом:  $N_{01}$  и  $N_{02}$  - начальные массы

$$N_1 = N_{01} - \int_0^t \rho_{1ам} q_{1ам} dt \quad N_2 = N_{02} - \int_0^t \rho_2 q_2 dt$$

соответственно газа и дегазированной нефти в пласте;  $q_{1ам}$  - текущая объемная добыча газа, замеренная при атмосферных условиях;  $q_2$  — текущая добыча дегазированной нефти.



## Газонапорный режим

Масса свободного газа в пласте  $G_1 = N_1 - N_2 \alpha \bar{p}$  (6)

Объем газовой шапки в каждый момент времени разработки пласта

$$V_1 = \frac{p_{am} \varphi}{\rho_{1am}} \left( \frac{N_1}{\bar{p}} - N_2 \alpha \right) \quad (7)$$

Из рассмотрения основных закономерностей разработки нефтяных месторождений при естественных режимах следует, что такая разработка в большинстве случаев не может быть эффективной. Так, разработка нефтяных месторождений при упругом режиме во многих случаях приводит к значительному снижению пластового давления и, как следствие, к уменьшению перепадов давления и дебитов скважин. Поддержание высоких темпов разработки в условиях падения пластового давления требует бурения слишком большого числа скважин. Только в особых случаях разработки небольших месторождений при очень «активной» законтурной воде запасы месторождений могут быть выработаны при допустимом снижении пластового давления.

# РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

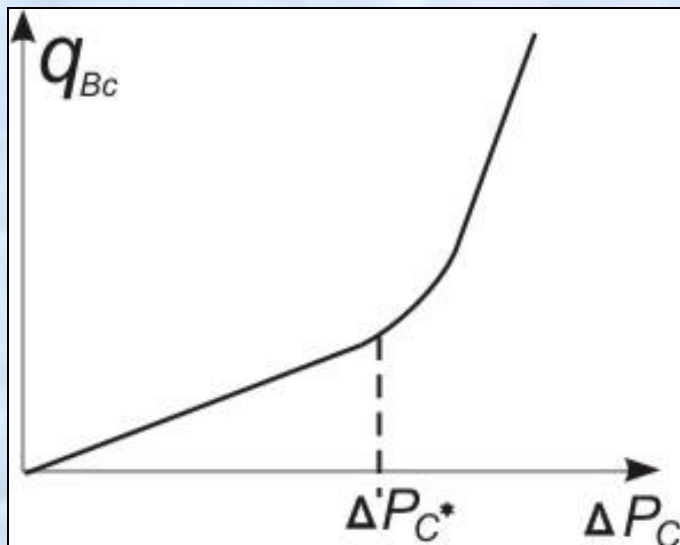


## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания при этом пластового давления на заданном уровне.

Наиболее часто применяемые виды заводнения: **внутриконтурное** при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и **законтурное**. Используют также **очаговое** и **избирательное** заводнение.

Давление на устье нагнетательных скважин в процессе заводнения пластов поддерживают обычно на уровне 5 — 10 МПа, а в ряде случаев — 15 — 20 МПа



$$\Delta p_c = p_c - p_k = \Delta p_{c*}$$

При незначительных значениях перепада давления зависимость близка к линейной, но при некотором перепаде давления  $\Delta p_{c*}$  расход  $q_{вс}$  начинает резко увеличиваться

Рис. Зависимость расхода воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, от перепада давления

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

### Основные показатели разработки

Если  $q_{вз}$  — полный расход воды, закачиваемой в разрабатываемый пласт или месторождение в целом в единицу времени,  $q_в$  — количество добываемой из пласта или месторождения воды в единицу времени (дебит воды), а  $q_н$  — дебит нефти, то имеем следующие выражения:

$$Q_{вз} = \int_0^t q_{вз}(t) dt$$

Накопленное количество закачанной в пласт воды к моменту времени

$$Q_н = \int_0^t q_н(t) dt$$

Накопленное количество добытой из пласта нефти за тот же период времени

$$Q_в = \int_0^t q_в(t) dt$$

Накопленное количество добытой из пласта воды

$$\eta = Q_н / G$$

Текущая нефтеотдача

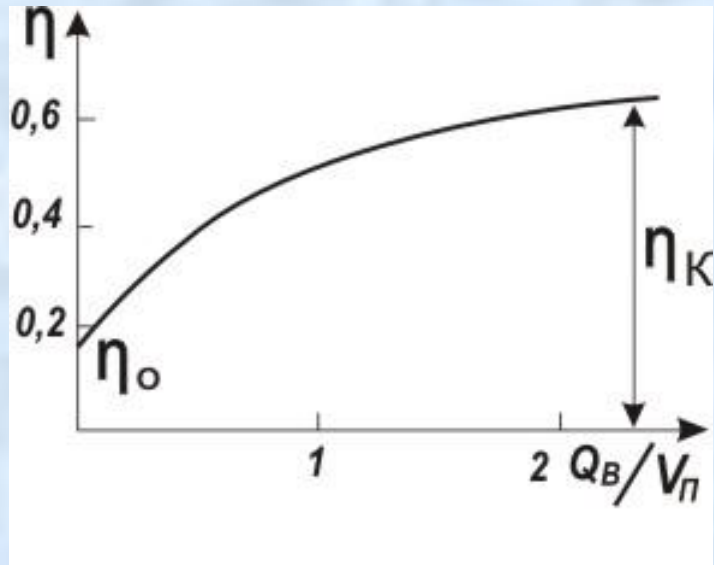
$$\eta_к = N / G$$

Конечная нефтеотдача

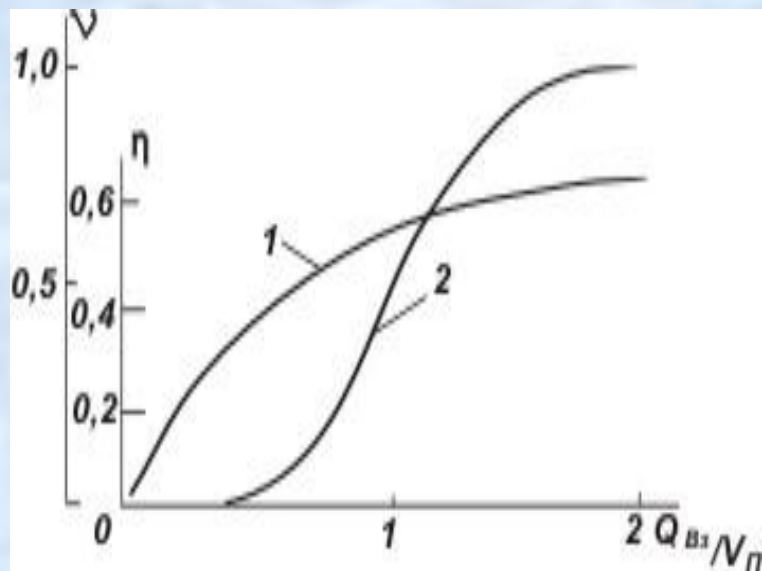
$G$  – геологические запасы нефти

$N$  – извлекаемые запасы нефти

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения



Текущую нефтеотдачу  $\eta = Q_{н}/G$  при разработке заводняемых месторождений выражают обычно в виде зависимости  $\eta$  от  $Q_{в}/V_{п}$  или  $\eta$  от  $Q_{вз}/V_{п}$  ( $V_{п}$  — поровый объем пласта;  $G$  — геологические запасы нефти). Типичная зависимость  $\eta = \eta(Q_{в}/V_{п})$ , получаемая при разработке пластов, содержащих маловязкую нефть (вязкостью  $1 - 5 \cdot 10^{-3}$  МПа·с) с применением заводнения показана на рисунке.



$$v = \frac{q_{в}}{q_{в} + q_{н}} = \frac{q_{в}}{q_{ж}}$$

Зависимость текущей нефтеотдачи и обводненности продукции от отношения  $Q_{вз}/V_{п}$  в случае, когда заводнение применяют с начала разработки месторождения

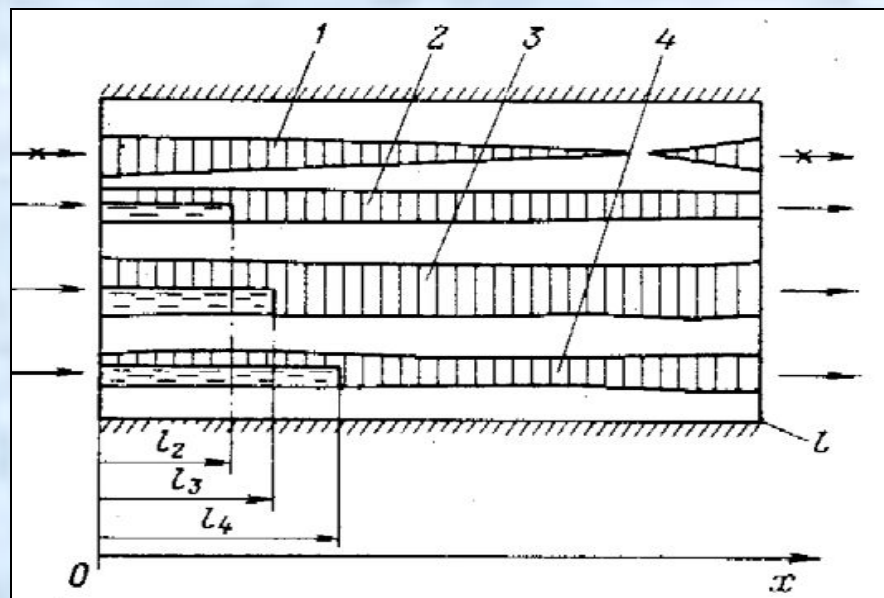
## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

**Коэффициент текущей нефтеотдачи**  $\eta$  равен произведению коэффициента извлечения нефти из недр или, в случае заводнения, коэффициента вытеснения нефти водой  $\eta_1$  на коэффициент  $\eta_2$  охвата пласта процессом вытеснения.

$$\eta = \eta_1 \eta_2$$

**Коэффициентом вытеснения** нефти водой  $\eta_1$  при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения называется отношение извлеченной из пласта нефти к ее запасам, первоначально находившимся в части пласта, подверженной воздействию заводнением.

**Коэффициентом охвата пласта воздействием**  $\eta_2$  называется отношение запасов нефти, первоначально находившихся в части пласта, подверженной воздействию заводнением, к геологическим запасам нефти в пласте.



$$G = G_1 + G_2 + G_3 + G_4$$

$$G_{охв} = G_2 + G_3 + G_4$$

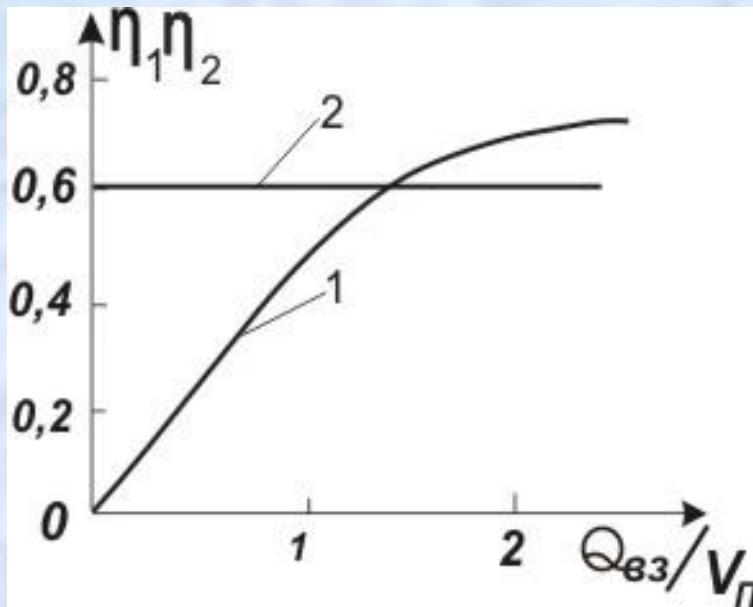
$$\eta = \frac{Q_H}{G} = \frac{Q_H}{G_{охв}} \cdot \frac{G_{охв}}{G} = \eta_1 \eta_2$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

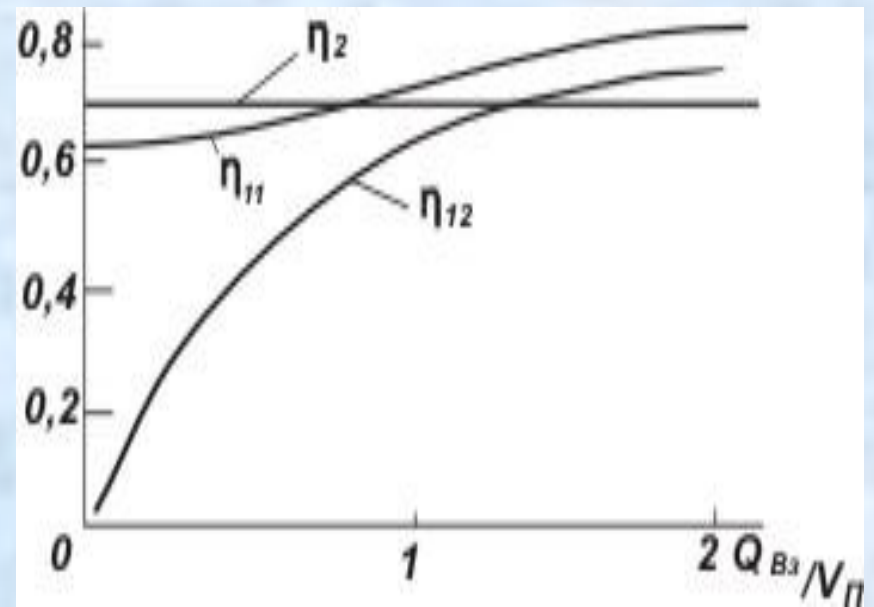
$$G_{зав} = G_{02} + G_{03} + G_{04} \quad \eta = \frac{Q_H}{G} = \frac{Q_H}{G_{зав}} \cdot \frac{G_{зав}}{G_{охв}} \cdot \frac{G_{охв}}{G} = \eta_{11}\eta_{12}\eta_2$$

$\eta_{11}$  — коэффициент вытеснения нефти водой из заводненной области пласта

$\eta_{12}$  — коэффициент заводнения.



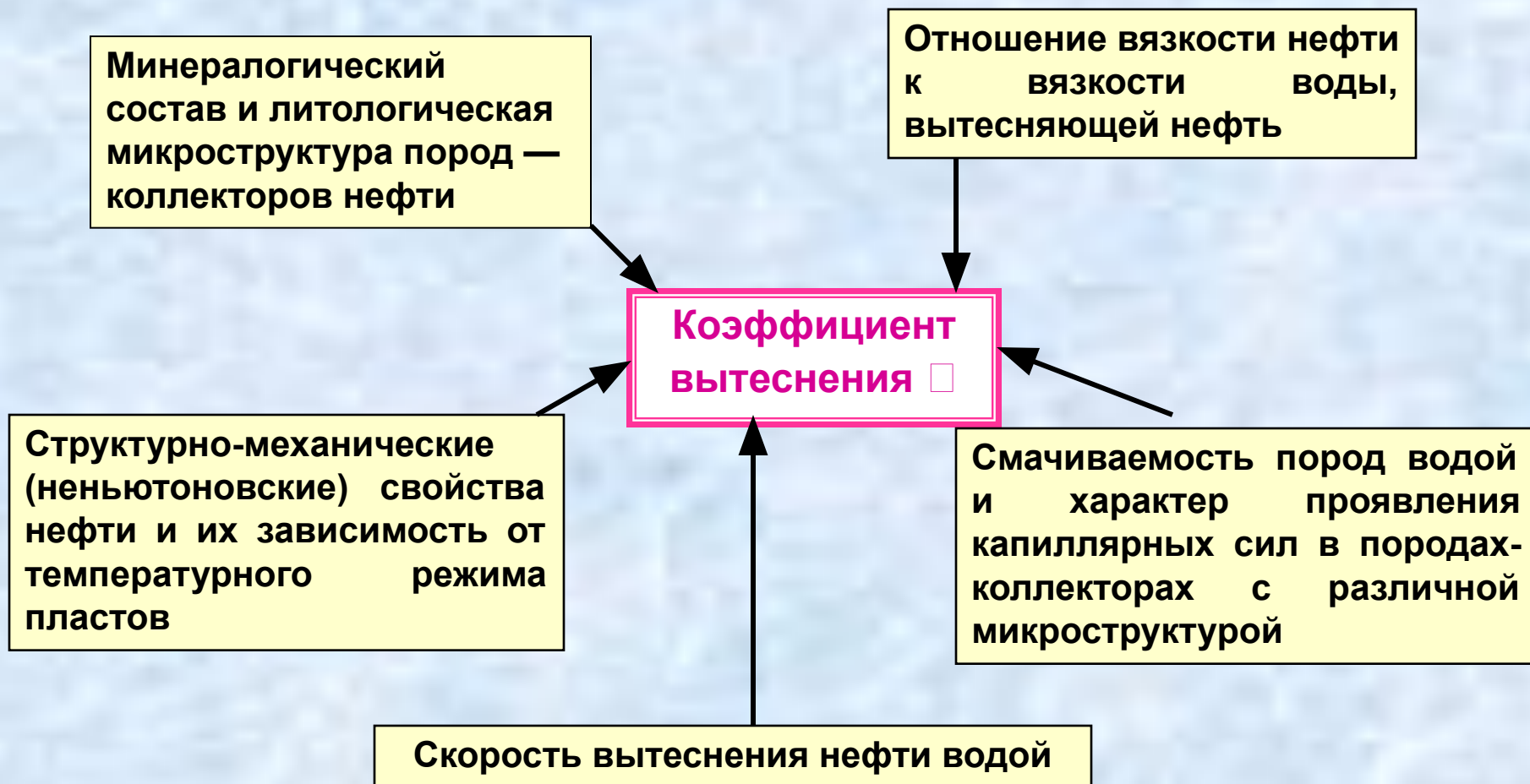
Зависимость  $\eta_1$ (1) и  $\eta_2$  (2) от  $Q_{вз}/V_{п}$



Зависимость  $\eta_{11}$ ,  $\eta_{12}$  и  $\eta_2$  от  $Q_{вз}/V_{п}$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Коэффициент вытеснения зависит от следующих факторов





## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Коэффициент охвата пластов воздействием при заводнении зависит от следующих факторов:

Физические свойства и геологическая неоднородность разрабатываемого нефтяного пласта в целом (макронеоднородность пласта)

Параметры системы разработки месторождения (расположение скважин, расстояния между скважинами добывающими и нагнетательными, отношение числа нагнетательных к числу добывающих скважин)

Давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин, методы воздействия на призабойную зону и совершенство вскрытия пластов

Коэффициент охвата пластов воздействием  
 $\eta_2$

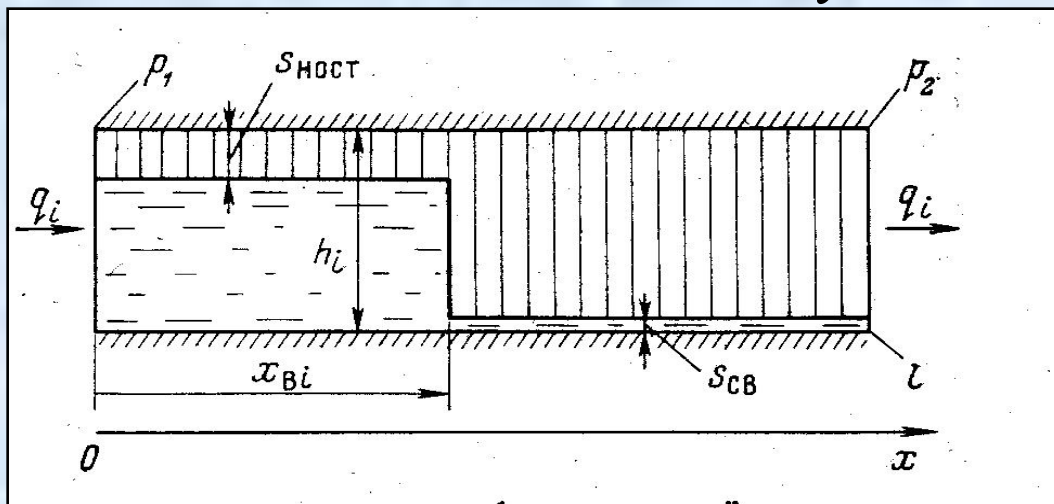
Способы и технические средства эксплуатации скважин

Методы управления процессом разработки месторождения путем частичного или без изменения системы разработки

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

### РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СЛОИСТОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Рассмотрим процесс поршневого вытеснения нефти водой из одного прямолинейного слоя (пропластка) толщиной  $h_i$  и длиной  $l$ , пористостью  $m$  и проницаемостью  $k_i$



В соответствии с моделью поршневого вытеснения нефти водой остаточная нефтенасыщенность в заводненной области слоя остается постоянной, равной  $S_{ност}$ . Фронт вытеснения занимает в момент времени  $t$  положение

$x_{vi} = x_{vi}(t)$  (Ширина пропластка, измеряемая в направлении, перпендикулярном к плоскости чертежа, равная ширине всего пласта, составляет  $h_i$ ). При постоянном перепаде давления на входе в пропласток и на выходе из него расход закачиваемой воды будет изменяться со временем.

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

### Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Суммарный объем воды  $Q_{взи}$ , вошедший в область пропластка при  $0 \leq x \leq x_{vi}$  можно определить по формуле

$$Q_{взи} = mbh_i (1 - s_{ност} - s_{св}) x_{vi} \quad (1)$$

Дифференцируя выражение (1) по времени  $t$ , получим следующую формулу для расхода воды, поступающей в  $i$ -й пропласток:

$$q_{взи} = mbh_i (1 - s_{ност} - s_{св}) \frac{dx_{vi}}{dt} \quad (2)$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Согласно обобщенному закону Дарси, т. е. с учетом того, что фазовые проницаемости для воды и нефти соответственно составляют  $k_{фв} = k k_v$ ,  $k_{фн} = k k_n$  ( $k_v$ ,  $k_n$  — постоянные относительные проницаемости), можно получить для расхода воды следующее выражение:

$$q_{вzi} = \frac{k_i k_v b h_i (p_1 - p_{vi})}{\mu_v x_{vi}(t)} \quad (3)$$

При рассмотрении процессов вытеснения нефти водой принимают, что нефть и вода — несжимаемые жидкости.

Аналогично формуле (3), можно написать для дебита нефти, получаемой из того же  $i$ -го пропластка, выражение

$$q_{ни} = \frac{k_i k_n b h_i (p_{vi} - p_2)}{\mu_n (l - x_{vi})} \quad (4)$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Из выражений (3) и (4), исключая из них давление на фронте вытеснения  $p_{vi}$ , получим

$$q_{vzi} = q_{ni} = \frac{k_i b h_i \Delta \bar{p}}{\frac{\mu_n}{k_n} l - \left( \frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right) x_{vi}(t)} \quad (5) \quad \Delta \bar{p} = p_1 - p_2$$

Приравнявая (2) и (5), получим следующее дифференциальное уравнение относительно  $x_{vi}(t)$ :

$$\left[ \frac{\mu_n}{k_n} l - \left( \frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right) x_{vi} \right] \frac{dx_{vi}}{dt} = \frac{k_i \Delta \bar{p}}{m(1 - s_{ност} - s_{св})} \quad (6)$$

Интегрируя (6) и учитывая, что  $x_{vi} = 0$  при  $t=0$  приходим к следующему квадратному уравнению относительно  $x_{vi}$ :

$$\frac{\mu_n}{k_n} l x_{vi} - \left( \frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right) \frac{x_{vi}^2}{2} = \frac{k_i \Delta \bar{p} t}{m(1 - s_{ност} - s_{св})} \quad (7)$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Решая квадратное уравнение (7), получаем окончательные формулы для определения  $x_{vi}$  в пропластке с проницаемостью  $k$  в любой момент времени

$$x_{vi}(t) = \frac{\mu_H l (1 - \sqrt{1 - \varphi k_i t})}{k_H \left( \frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right)}$$

$$\varphi = \frac{2\Delta\bar{p} \left( \frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right)}{m(1 - s_{норм} - s_{св}) \frac{\mu_H}{k_H} \frac{2l^2}{2}} \quad (8)$$

Для того чтобы получить формулу для определения времени обводнения  $i$ -го пропластка с проницаемостью  $k_*$ , положим  $k = k_*$  в первой формуле (8). Тогда  $x_{vi} = l$

$$t_* = \frac{m(1 - s_{норм} - s_{св}) \left( \frac{\mu_H}{k_H} + \frac{\mu_B}{k_B} \right) l^2}{2\Delta\bar{p} k_*} \quad (9)$$

Из формулы (9) следует, что пропласток с очень большой проницаемостью обводнится в самом начале процесса вытеснения нефти водой из слоистого пласта.

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

### Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из слоистого пласта. Для удобства сложим мысленно все пропластки этого пласта в один «штабель», причем таким образом, чтобы абсолютная проницаемость пропластков изменялась последовательно начиная с наименьшей и кончая самой высокой.

Согласно вероятностно-статистической модели слоисто-неоднородного пласта, суммарную толщину  $\bar{h}$  пропластков, проницаемость самого проницаемого которых не ниже, чем некоторое значение, равное  $k$ , можно установить в соответствии с формулой закона распределения проницаемости следующим образом:

$$\bar{h}/h = F(k) \quad (10)$$

$h$  — общая толщина всех пропластков в «штабеле»

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Формулу (10) можно представить в дифференциальном виде через плотность распределения следующим образом:

$$\frac{d\bar{h}}{h} = F'(k)dk = f(k)dk \quad (11)$$

$f(k)$  — плотность вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости

Считая, что в некоторые слои толщиной  $\Delta h$  и проницаемостью  $k$  . поступает вода с расходом  $\Delta q$  из формул (7) и (8) получим

$$\Delta q = \frac{bk_n \Delta \bar{p} k \Delta h}{\mu_n l \sqrt{1 - \phi k t}} \quad (12)$$

С учетом (11) из (12), заменяя конечные приращения соответствующих величин их дифференциалами и опуская индекс , найдем

$$dq = \frac{bk_n \Delta \bar{p} h k f(k) dk}{\mu_n l \sqrt{1 - \phi k t}} \quad (13)$$



## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

К моменту времени  $t = t_*$ , когда обводняются все слои с проницаемостью  $k \geq k_*$  можно добывать нефть лишь из слоев с проницаемостью  $k \leq k_*$ .

$$q_H(t) = \frac{bk_H h \Delta \bar{p}}{\mu_H l} \int_0^{k_*} \frac{kf(k)dk}{\sqrt{1 - \phi kt}} \quad (14)$$

Дебит воды  $q_B(t)$  можно определить также по формуле

$$q_B(t) = \frac{bk_B h \Delta \bar{p}}{\mu_B l} \int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk \quad (15)$$

С помощью приведенных формул можно, задаваясь последовательно значениями времени  $t = t_*$  по (9) определять  $k$ . Затем, предполагая, что плотность вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости известна, можно определить, проинтегрировав (14) и (15),

$$q_H, \quad q_B \quad \text{и} \quad q = q_{жс} = q_H + q_B \quad .$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Когда задано условие постоянства расхода  $q_{вз}$  закачиваемой в слоистый пласт воды, получают несколько иные соотношения для определения дебитов нефти и воды, а также перепада давления, который в данном случае будет изменяться с течением времени. Если  $q_{вз} = const$ , справедливы формулы (5) и (6), следует при этом учитывать, что перепад давления  $\Delta\bar{p}$  — функция времени, т. е.

$\Delta\bar{p} = \Delta\bar{p}(t)$ . Введем функцию  $\psi$

$$\psi = \Lambda \int_0^t \Delta\bar{p}(t) dt \quad \Lambda = \frac{2 \left( \frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right) k_n^2}{m(1 - s_{ност} - s_{св}) \mu_n^2 l^2} \quad (16)$$

Из формулы (5), если ее записать относительно дифференциалов расхода и толщины пласта, с учетом (16) получим

При постоянном расходе закачиваемой в слоистый пласт воды к некоторому моменту времени  $t = t_*$  часть слоев окажется полностью обводненной и из них будет добываться только вода, из другой же части будут добывать безводную нефть.

$$dq_{вз} = \frac{bk_n \Delta\bar{p}(t) k dh}{\mu_n l \sqrt{1 - \psi k}} \quad (17)$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Полный расход закачиваемой во всю толщу слоистого пласта воды  $q_{вз}$  можно определить в результате интегрирования выражения (17) и прибавления к правой его части интеграла, учитывающего приток воды из обводнившихся слоев.

$$q_{вз} = \frac{bk_n \Delta \bar{p}(t)}{\mu_n l} \int_0^{k_*} \frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\psi k}} + \frac{bk_v \Delta \bar{p}(t)}{\mu_v l} \int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk \quad (18)$$

Для определения  $\Delta \bar{p}(t)$  следует задаться значением проницаемости  $k_*$  по формуле (9) определить время обводнения слоя  $t = t_*$ , после чего для данного  $t_*$  вычислить  $\psi$ . Затем определяют интегралы, входящие в формулу (18), и  $\Delta \bar{p}(t)$  при заданном  $q_{вз}$

Вычислительные операции повторяют при других меньших значениях  $k_*$  для получения зависимости  $\Delta p(t)$

Дебит нефти находят по формуле

$$q_n(t) = \frac{bk_n \Delta \bar{p}(t)}{\mu_n l} \int_0^{k_*} \frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\psi k}} \quad (19)$$

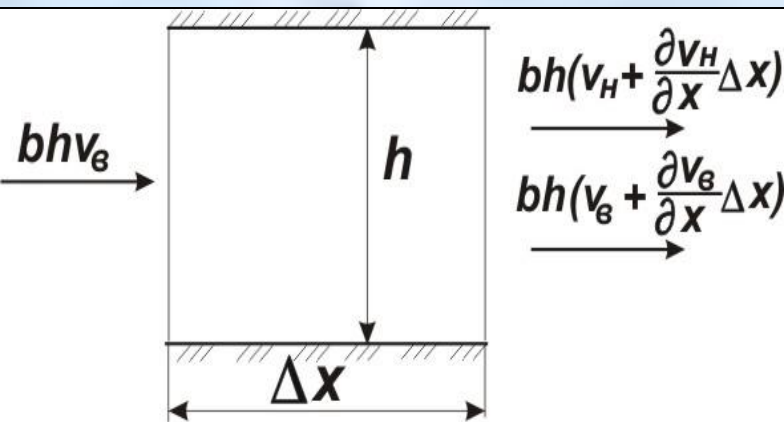
Дебит воды

$$q_v(t) = \frac{bk_v \Delta \bar{p}(t)}{\mu_v l} \int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk \quad (20)$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

### РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Все известные методики расчета процесса разработки нефтяных месторождений с учетом непоршневого характера вытеснения нефти водой основаны на теории совместной фильтрации неоднородных жидкостей.



Рассмотрим непоршневое вытеснение нефти водой в прямолинейном пласте. Выделим элемент длиной  $\Delta x$ , высотой  $h$  и шириной  $b$  в направлении, перпендикулярном к плоскости рисунка. В общем случае слева в элемент пласта поступают, а справа вытекают нефть и вода. При этом расход воды слева равен  $bh v_v$ , а справа  $-bh \left( v_v + \frac{\partial v_v}{\partial x} \Delta x \right)$

Количество накопленной воды в элементе пласта составляет

$$bhm \frac{\partial s}{\partial t} \Delta x$$

$v_v$  - скорость фильтрации воды;  
 $S$  - водонасыщенность пласта;  
 $t$  - время.

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Согласно закону сохранения массы вещества, разность между скоростями входящей в элемент пласта воды и выходящей из него равна скорости накопления объема воды в элементе пласта.

Поскольку в пористой среде содержатся только нефть и вода, то насыщенность пористой среды нефтью  $s_H = 1 - s$ . Рассматривая аналогично предыдущему скорости проникновения нефти в элемент пласта и выхода из него, получим  $\longrightarrow$

Складывая уравнения (1) и (2), имеем

$$\frac{\partial}{\partial x}(v_H + v_v) = 0 \quad v_H + v_v = v(t) \quad (3)$$

$$bhv_v - bh\left(v_v + \frac{\partial v_v}{\partial x} \Delta x\right) = bhm \frac{\partial s}{\partial t} \Delta x$$

После сокращения соответствующих членов при устремлении  $\Delta x \rightarrow 0$  имеем

$$\frac{\partial v_v}{\partial x} + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial v_H}{\partial x} - m \frac{\partial s}{\partial t} = 0 \quad (2)$$

Суммарная скорость фильтрации нефти и воды не изменяется по координате  $x$ , так как нефть и воду принимают за несжимаемые жидкости.

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Скорости фильтрации воды и нефти подчиняются обобщенному закону Дарси

$$v_e = -\frac{kk_e(s)}{\mu_e} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \quad v_n = -\frac{kk_n(s)}{\mu_n} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \quad (4)$$

где  $k_{e,n}$ ,  $\mu_e, \mu_n$  — относительные проницаемости, зависящие от водонасыщенности и вязкости воды и нефти. Рассмотрим функцию  $f(s)$ , называемую функцией Бакли-Лeverетта. При этом

$$f(s) = \frac{v_e}{v_e + v_n} = \frac{k_e(s)}{k_e(s) + \frac{\mu_e}{\mu_n} k_n(s)} \quad (5)$$

или

Из (6), дифференцируя  $v_e$  по  $x$ , получим

$$f(s) = \frac{v_e}{v(t)} \quad (6) \quad \frac{\partial v_e}{\partial x} = v(t) f'(s) \frac{\partial s}{\partial x} \quad (7)$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

После подстановки (7) в (1) получим одно дифференциальное уравнение первого порядка для определения  $S$

$$v(t)f'(s)\frac{\partial s}{\partial x} + m\frac{\partial s}{\partial t} = 0 \quad (8)$$

Процесс вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта можно представить, следя за изменением по пласту некоторой водонасыщенности. Если, например, в какой-то момент времени в некотором сечении пласта водонасыщенность составляла  $S = S_1$ , то спустя определенное время эта водонасыщенность будет и в конце пласта, так как нефть постепенно извлекается из него и ее место занимает вода. Для указанного  $S = const$  можно принять

$$ds = \frac{\partial s}{\partial x} dx + \frac{\partial s}{\partial t} dt = 0 \quad \text{или}$$

$$\frac{\partial s}{\partial x} \frac{dx}{dt} + \frac{\partial s}{\partial t} = 0 \quad (9)$$

(8) и (9) будут идентичными, если положить

$$\frac{dx}{dt} = \frac{f'(s)v(t)}{m} \quad (10)$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Умножим и разделим (10) на  $bh$  и проинтегрируем, получим

$$bhmx = f'(s)Q_{вз}(t) \quad Q_{вз}(t) = \int_0^t bhv(t)dt \quad (11)$$

Обозначим

$$\xi = \frac{bhmx}{Q_{вз}(t)} \quad (12) \quad \xi = f'(s) \quad (13)$$

Чтобы установить положение фронта вытеснения нефти водой и водонасыщенность на фронте вытеснения, рассмотрим материальный баланс закачанной в пласт воды. Если к моменту времени  $t$  в пласт закачан объем воды, равный  $Q_{вз}(t)$  длина фронта вытеснения составит  $x_в$ , насыщенность пласта связанной водой  $s = s_{св}$ , то

$$Q_{вз}(t) = bhm \int_0^{x_в} s(x)dx - bhm x_в s_{св} \quad (14)$$



## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Введем следующие обозначения:

$$x = \frac{Q_{вз}}{bhm} \xi \quad x_в = \frac{Q_{вз}}{bhm} \xi_в \quad dx = \frac{Q_{вз}}{bhm} d\xi \quad (15)$$

Определим длительность безводного периода добычи нефти, т. е. момент времени  $t = t_*$ , когда фронт вытеснения достигнет конца пласта, и, следовательно,  $x_в$  будет равен  $l$ . Будем считать, что к этому моменту времени в пласт закачано

$$Q_{вз} = Q_*(t_*) \quad \text{воды. Имеем из (15)} \quad \frac{bhml}{Q_*(t_*)} = f'(s_в) \quad (16)$$

Из (16) определим  $Q_*(t_*) = Q_{н*}$  и, следовательно  $t_*$ . Величина  $bhml$  равна объему  $V_n$  пор пласта. Так как режим жесткий водонапорный, объем закачанной в пласт воды к моменту времени  $t = t_*$  равен объему добытой из пласта нефти к этому же моменту времени, т.е.  $Q_*(t_*) = Q_{н*}$ . Безводная нефтеотдача  $\eta_0 = \eta_0^1 \eta_2$  где  $\eta_0^1$  - коэффициент вытеснения нефти водой, достигнутый в безводный период. Поэтому

$$\eta_0 = \frac{Q_{н*} \eta_2}{V_n (1 - s_{св})} = \frac{\eta_2}{f'(s_в) (1 - s_{св})} \quad (17)$$

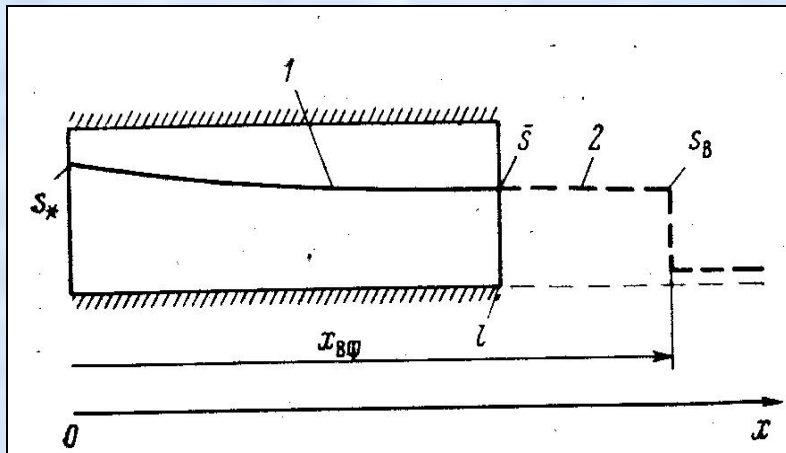
## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

### Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Распределение водонасыщенности в пласте изменяется по мере продвижения вглубь пласта фронта вытеснения нефти водой таким образом, что значения  $S_e$  на фронте вытеснения  $x_e$  и  $S_*$  на входе в пласт остаются неизменными. Таким образом, кривая распределения водонасыщенности как бы «растягивается», оставаясь подобной себе. Такое распределение некоторого параметра, будь то водонасыщенность или какой-либо другой параметр, называется **автомодельным**. Соответствующие решения задач также именуются **автомодельными**.

Полученные формулы позволяют рассчитать распределение водонасыщенности к моменту подхода воды к линии добывающих скважин, т. е. в безводный период разработки пласта.

**Однако добыча нефти из пласта продолжается и после прорыва фронта вытеснения к концу пласта при  $x = l$**



Для определения текущей нефтеотдачи и обводненности продукции при  $t > t_*$  т.е. в водный период разработки пласта, будем считать, что продвижение фронта вытеснения происходит и в водный период разработки пласта, но этот фронт распространяется вправо за пределы пласта (рис.). Водонасыщенность на таком фиктивном фронте вытеснения и в этом случае остается постоянной, равной  $S_e$ , а водонасыщенность при  $x = l$  уже составит  $\bar{S}$ . Пусть в некоторый момент времени  $t > t_*$  фиктивный фронт находится на расстоянии  $x_{e\phi}$  от входа в пласт (см. рис.).

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

В соответствии с формулами (12) и (13) при  $t > t_*$  можно написать

$$\frac{bhml}{Q_{вз}(t)} = f'(\bar{s}) \quad (18)$$

Из (16) и (18) получим  $\longrightarrow$

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_в)} = \frac{Q_*(t_*)}{Q_{вз}(t)} \quad (19)$$

По формуле (19) находим  $\bar{s}$  для различных значений времени  $t$ . Так, зная  $Q_*(t_*)$  и  $f'(s_в)$ , определим вначале  $f'(s)$ , а затем по графику функции  $f'(s)$  - значение  $s$ .

Дебиты нефти и воды в водный период разработки пласта составят

$$q_n = \frac{bhkk_n(\bar{s})}{\mu_n} \left( \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=l} \quad q_в = \frac{bhkk_в(\bar{s})}{\mu_в} \left( \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=l} \quad (20)$$

Отсюда для определения текущей обводненности продукции  $v$  получим формулу

$$v = \frac{q_в}{q_в + q_n} = \frac{k_в(\bar{s})}{k_в(\bar{s}) + \frac{\mu_в}{\mu_n} k_n(\bar{s})} \quad (21)$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

### Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Текущую нефтеотдачу в водный период разработки пласта можно определить следующим образом:

1) установлением объема накопленной добычи нефти по формуле

$$Q_H = \int_0^t q_H(t) dt$$

2) отнесением этого объема накопленной добычи нефти к первоначальному объему нефти в пласте, равному

$$bhm(1 - s_{cb})$$

**Объем добытой из пласта нефти можно определять по изменению в нем водонасыщенности, учитывая, что режим разработки пласта жесткий водонапорный. Так, на основе равенства объема вошедшей в пласт воды объему вытесненной из него нефти имеем**

$$\begin{aligned}
 Q_H &= bhm \left[ \int_0^l s(x) dx - s_{cb} l \right] = qt \left[ \int_0^l s d \left( \frac{bhm x}{qt} \right) - s_{cb} \frac{bhml}{qt} \right] = \\
 &= qt \left[ \int_0^{\xi(l)} s d\xi - s_{cb} f'(\bar{s}) \right] = \frac{bhml}{f'(\bar{s})} \left[ \int_{s_*}^{\bar{s}} s f''(s) ds - s_{cb} f'(\bar{s}) \right] = \\
 &= \frac{bhml}{f'(\bar{s})} [\bar{s} f'(\bar{s}) - s_* f'(s_*) - f(\bar{s}) + f(s_*) - s_{cb} f'(\bar{s})]
 \end{aligned} \tag{22}$$

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Формула (22) должна быть справедлива для всех моментов времени, когда  $t > t_*$ . При этом водонасыщенность  $S = S_*$  только на входе в пласт, т. е. при  $\xi = 0$ . Тогда, как следует из формулы (13),  $f'(s_*) = 0$ . Следовательно, из (22) получим

$$Q_H = \left[ \bar{s} - s_{cv} + \frac{1 - f(\bar{s})}{f'(\bar{s})} \right] \quad (23)$$

Из (23) вытекает, что текущая нефтеотдача пласта в период водной его эксплуатации

$$\eta = \frac{Q_H \eta_2}{V_n (1 - s_{cv})} = \frac{\left[ \bar{s} - s_{cv} + \frac{1 - f(\bar{s})}{f'(\bar{s})} \right] \eta_2}{1 - s_{cv}} \quad (24)$$

Таким образом, мы определили основные технологические показатели разработки элемента пласта — текущую нефтеотдачу (24) и обводненность (21) добываемой продукции.

### ОПЫТ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

Промышленное применение заводнения нефтяных пластов было начато в 1948 г. при разработке девонских горизонтов Туймазинского нефтяного месторождения. К этому времени уже были известны опыты закачки воды в нефтяные пласты с целью пополнения пластовой энергии, проводившиеся в различных странах. Вначале использовали законтурное заводнение. При этом нагнетательные скважины бурили за внешним контуром нефтеносности, вдоль него. Добывающие скважины располагали также вдоль контура нефтеносности. Линии расположения нагнетательных скважин были удалены от первых рядов добывающих скважин на 1 — 6 км.

**Опыт разработки нефтяных месторождений с применением законтурного заводнения привел к следующим основным выводам.**

**1. Законтурное заводнение позволяет не только поддерживать пластовое давление на первоначальном уровне, но и превышать его.**

**2. Законтурное заводнение обеспечивает доведение максимального темпа разработки месторождений до 5 — 7% от начальных извлекаемых запасов, применение системы разработки с параметром плотности сетки скважин  $20 — 60 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв при высокой конечной нефтеотдаче, достигающей 0,50 — 0,55 в сравнительно однородных пластах, и при вязкости нефти в пластовых условиях порядка  $1 — 5 \cdot 10^{-3}$  Па·с.**

## **Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения**

### **Опыт и проблемы разработки месторождений с применением заводнения**

**3. При разработке крупных по площади месторождений с числом рядов добывающих скважин больше пяти законтурное заводнение оказывает слабое воздействие на центральные части, в результате чего добыча нефти из этих частей оказывается низкой. Отсюда вывод, что темп разработки крупных месторождений в целом не может быть достаточно высоким при законтурном заводнении.**

**4. Законтурное заводнение не позволяет воздействовать на отдельные локальные участки пласта с целью ускорения извлечения из них нефти, выравнивания пластового давления в различных пластах и пропластках.**

**5. При законтурном заводнении значительная часть воды, закачиваемой в пласт, уходит в водоносную область, находящуюся за контуром нефтеносности, не вытесняя нефть из пласта.**

**Указанные выводы о результатах законтурного заводнения нефтяных пластов вызвали дальнейшее усовершенствование разработки нефтяных месторождений и привели к целесообразности использования внутриконтурного заводнения, особенно крупных месторождений, с разрезанием пластов рядами нагнетательных скважин на отдельные площади или блоки.**

## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

### Опыт и проблемы разработки месторождений с применением заводнения

Использование систем разработки с внутриконтурным разрезанием позволило в 2 — 2,5 раза увеличить темпы разработки по сравнению с законтурным заводнением, существенно улучшить технико-экономические показатели разработки. Блочные рядные системы нашли широкое применение при разработке нефтяных месторождений во многих нефтедобывающих районах, и особенно в Западной Сибири.

Обширные фактические данные по разработке нефтяных месторождений с применением заводнения во многих случаях **подтверждают теоретические результаты**, получаемые на основе моделей **поршневого и непоршневого вытеснения** нефти водой, если модель пласта соответствует реальному пласту. Фактическое изменение пластового давления, добыча нефти и жидкости, зависимость текущей обводненности от нефтеотдачи согласуются с расчетными. Однако **проблема правильного выбора модели**, наиболее точно отражающей главные особенности разработки пласта, еще далека от своего полного разрешения. Модели разработки пластов, наиболее соответствующие действительности, могут быть построены лишь на основе тщательного изучения и учета свойств пласта и сопоставления результатов расчета процесса разработки пласта с фактическими данными. В последние годы в связи с ростом вычислительных возможностей ЭВМ получают большее развитие **детерминированные модели** пластов и процессов разработки. Их использование приводит к необходимости решения двумерных и трехмерных задач многофазной многокомпонентной фильтрации.



## Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Опыт и проблемы разработки месторождений с применением заводнения

### Основные проблемы воздействия на пласты заводнением

С увеличением отношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях  $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$  текущая нефтеотдача при одном и том же отношении объема закачанной в пласт воды  $Q$  к объему пор пласта  $V_n$  снижается.

Если  $\mu_0 > 100$  заводнение нефтяных месторождений, осуществляемое путем закачки в пласты обычной воды, оказывается неэффективным, поскольку конечная нефтеотдача получается низкой (порядка 0,1).

**Вторая проблема невозможности полного вытеснения нефти водой из заводненных областей пластов заключается в несмешиваемости нефти и воды.**

Решить проблему полного вытеснения нефти из пластов можно либо обеспечив смешиваемость нефти с вытесняющим ее веществом, либо применив высокотемпературное воздействие на пласт.

**Третья наиболее обширная проблема, возникшая в результате анализа и обобщения опыта разработки заводняемых нефтяных месторождений, — проблема обеспечения более полного охвата пластов процессом заводнения.**