

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**филиал в г. Нижневартовске**

**Дисциплина: Геология и разработка месторождений**  
**нефти и газа Западной Сибири**

**Доклад на тему: «Характеристика**  
**Приобского месторождения, методы**  
**его разработки»**

**Выполнил:**

студент группы ЭДНбзу-14-3  
Золотарский А.А.

**Проверил:**

доцент кафедры «Нефтегазовое дело»  
Аитов И.С.

# Разработка нефтегазовых месторождений Западной Сибири

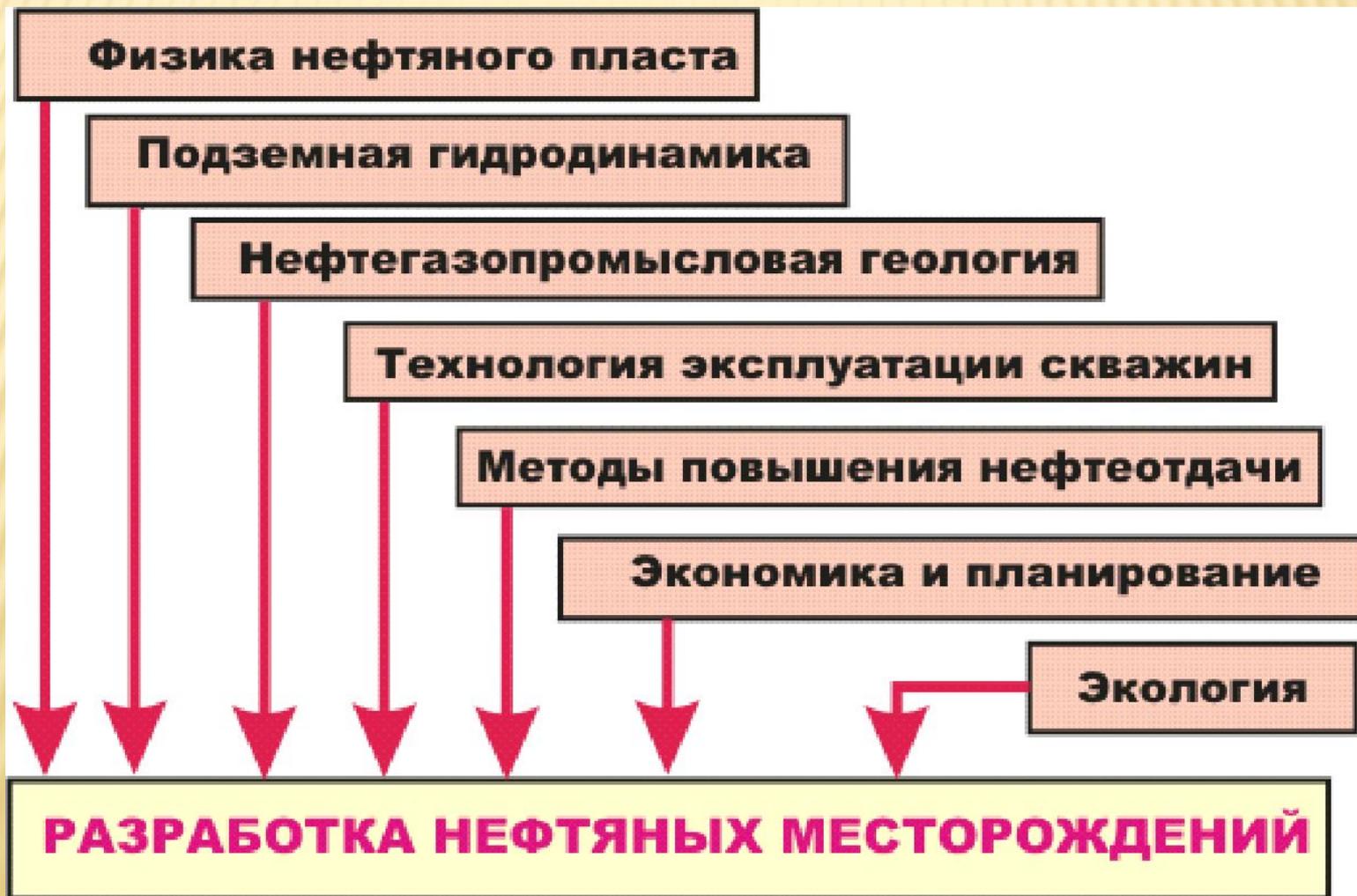
---



**ВВЕДЕНИЕ. Разработка нефтяных месторождений** – комплексная область знаний, включающая научно обоснованный выбор систем и технологий разработки месторождений, моделирование и расчеты процессов вытеснения нефти из пластов, определение рациональной системы воздействия на пласт, прогнозирование показателей разработки месторождения, планирование и реализацию выбранного метода разработки, проектирование и регулирование разработки месторождений.



В курсе разработки нефтяных месторождений комплексно используют многие важные положения геологии, геофизики, физики пласта, подземной гидродинамики, механики горных пород, технологии эксплуатации скважин и систем добычи нефти, экономики и планирования.



# РАЗДЕЛ 1

## СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

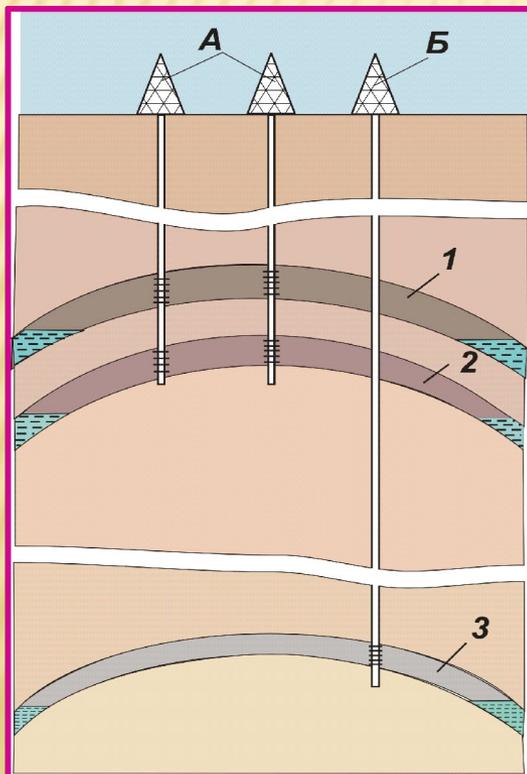
---

*С и с т е м о й р а з р а б о т к и* нефтяного месторождения следует называть:

- совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих объекты разработки
- последовательность и темп их разбуривания и обустройства
- наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа
- число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин, число резервных скважин
- управление разработкой месторождения
- охрану недр и окружающей среды

## СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Объект разработки** — это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее **промышленные запасы углеводородов**, извлечение которых из недр осуществляется при помощи **определенной группы скважин** или других горнотехнических сооружений.



Геолого-физические свойства	Пласт		
	1	2	3
Извлекаемые запасы нефти, млн. тонн	200	50	70
Толщина пласта, м	10	5	15
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	100	150	500
Вязкость нефти, $10^{-2}$ Па·с	50	60	3

Пласты 1 и 2 объединяются в один объект разработки (А)  
Пласт 3 разрабатывается своей группой скважин (Б)

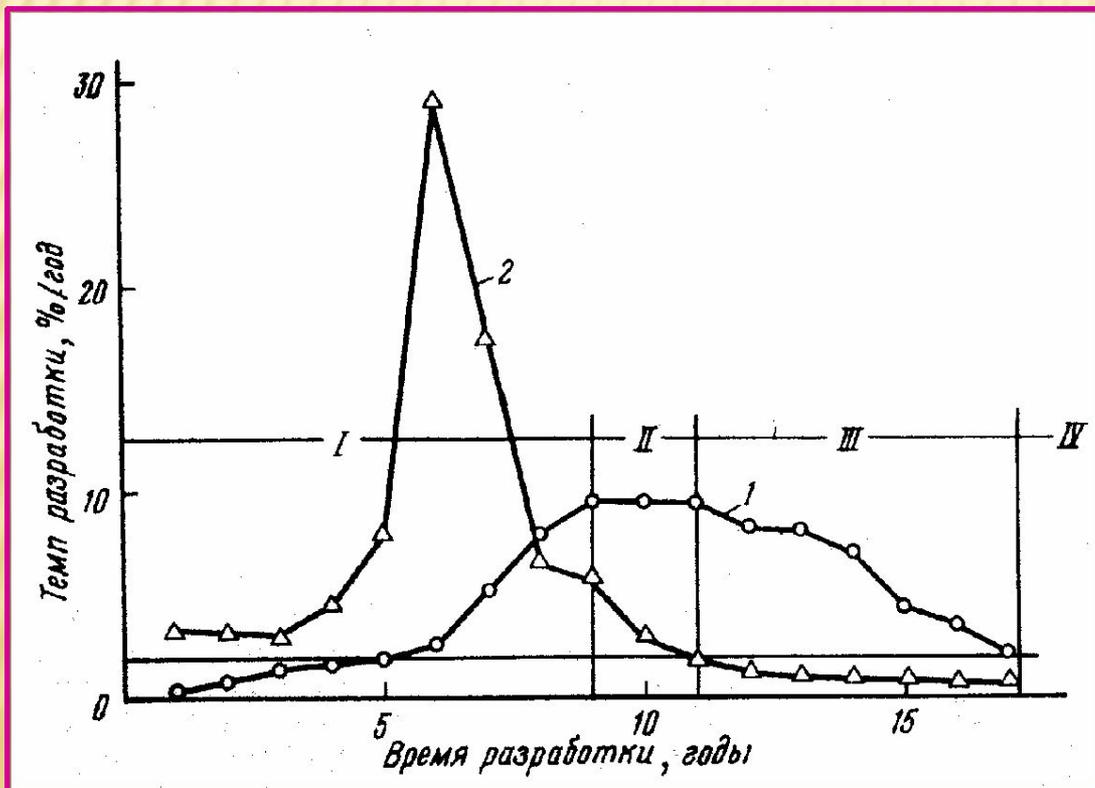
# РАЗДЕЛ 2

## ТЕХНОЛОГИЯ И ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

~~Темп разработки~~ — отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах.

$$z(t) = \frac{q_n(t)}{N}$$

Этот показатель изменяется во времени, отражая влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении, как в период его освоения, так и в процессе регулирования.



Темп разработки во времени по двум месторождениям с различными геолого-физическими свойствами. Судя по приведенным зависимостям, процессы разработки этих месторождений существенно отличаются. По кривой 1 можно выделить четыре периода разработки, которые будем называть **стадиями**.

# ТЕХНОЛОГИЯ И ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

**Первая стадия** (*стадия ввода месторождения в эксплуатацию*), когда происходит интенсивное бурение скважин основного фонда, темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода. Длительность ее зависит от размеров месторождения и темпов бурения скважин, составляющих основной фонд.

**Вторая стадия** (*стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти*) характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти. В задании на проектирование разработки месторождения часто указывают именно максимальную добычу нефти, год, в котором эта добыча должна быть достигнута, а также продолжительность второй стадии.

**Третья стадия** (*стадия падающей добычи нефти*) характеризуется интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции скважин при водонапорном режиме и резким увеличением газового фактора при газонапорном режиме. Значительная часть скважин к концу этой стадии выбывает из эксплуатации.

**Четвертая стадия** (*завершающая стадия разработки*) характеризуется низкими темпами разработки. Наблюдаются высокая обводненность продукции и медленное уменьшение добычи нефти.

# ТЕХНОЛОГИЯ И ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

## Текущая нефтеотдача

$$\eta(t) = \int_0^t \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{\int_0^t q_H(\tau) d\tau}{G} = \frac{Q_H(t)}{G}$$

## Конечная нефтеотдача

$$\eta_K = \int_0^{t_K} \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{Q_H(t_K)}{G} = \frac{N}{G}$$

**Обводненность продукции** - отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды.

$$B = \frac{q_v}{q_v + q_H} = \frac{q_H}{q_{жс}}$$

**Водонефтяной фактор** — отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в  $\text{м}^3/\text{т}$ .

**Пластовое давление** – давление, при котором в продуктивном пласте нефть, газ, вода, а в водоносном — вода находятся в пустотах пластов-коллекторов.

Пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт-скважина

# РАЗДЕЛ 3

## КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

### Параметры, характеризующие систему разработки

На практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

- 1) наличию или отсутствию воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр;
- 2) расположению скважин на месторождении.

**Фонд скважин** — общее число нагнетательных и добывающих скважин, предназначенных для осуществления процесса разработки месторождения. Подразделяется на **основной и резервный**. Под основным фондом понимают число скважин, необходимое для реализации запроектированной системы разработки. Резервный фонд планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдельных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт.

**Параметр плотности** сетки скважин — площадь объекта разработки, приходящаяся на одну скважину

$$S_c = S / n$$

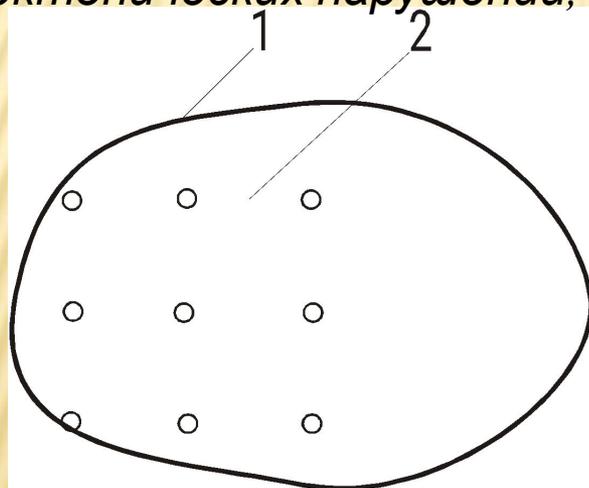
$S$  — площадь нефтеносности месторождения;

$n$  — число добывающих и нагнетательных скважин

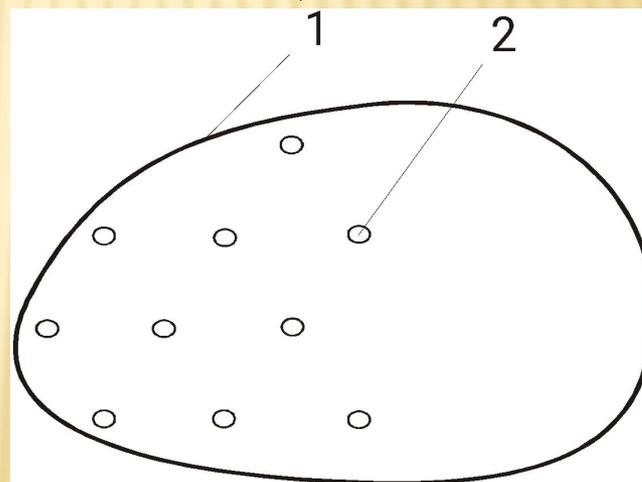
# КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

## Системы разработки при отсутствии воздействия на пласты

*Резервные скважины бурят с целью вовлечения в разработку частей пласта, не охваченных разработкой в результате выявившихся в процессе эксплуатационного его разбуривания не известных ранее особенностей геологического строения этого пласта, а также физических свойств нефти и содержащих ее пород (литологической неоднородности, тектонических нарушений, неньютоновских свойств).*



Расположение скважин по четырехточечной сетке



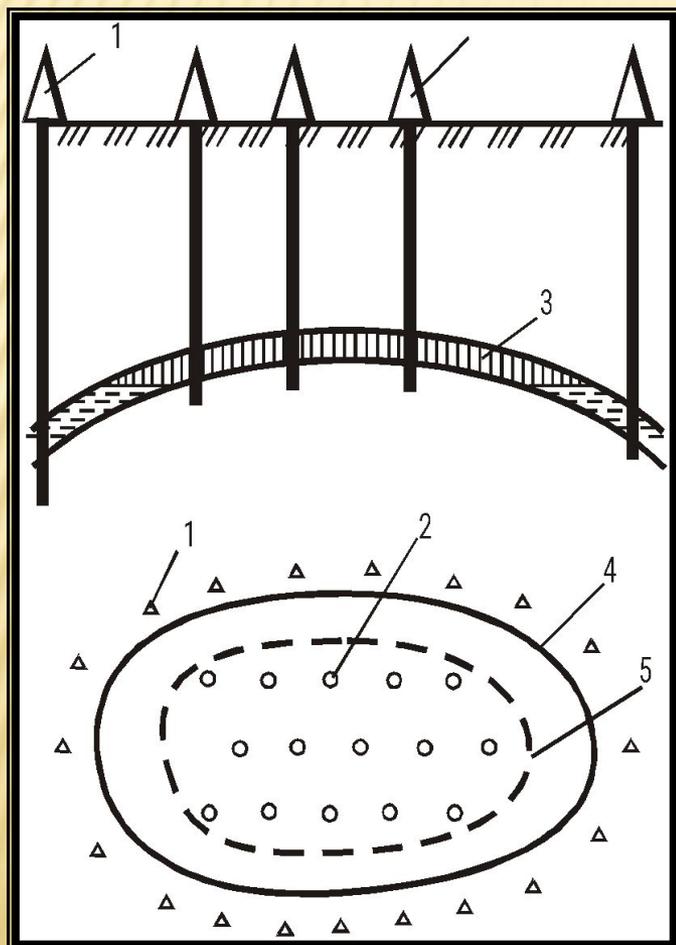
Расположение скважин по трехточечной сетке

**1- условный контур нефтеносности;**  
**2- добывающие скважины**

# КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

## Системы разработки с воздействием на пласты

### Системы с законтурным воздействием (заводнением)



Расположение скважин при законтурном заводнении:

- 1 — нагнетательные скважины; 2 — добывающие скважины; 3 — нефтяной пласт;
- 4 — внешний контур нефтеносности;
- 5 — внутренний контур нефтеносности

Показанное на рисунке размещение трех рядов добывающих скважин характерно для сравнительно небольших по ширине месторождений. Так, при расстояниях между рядами, а также между ближайшим к контуру нефтеносности рядом и самим контуром нефтеносности, равных 500 — 600 м, ширина месторождения составляет 2 — 2,5 км.

$$\omega = 1 \div 1/5$$

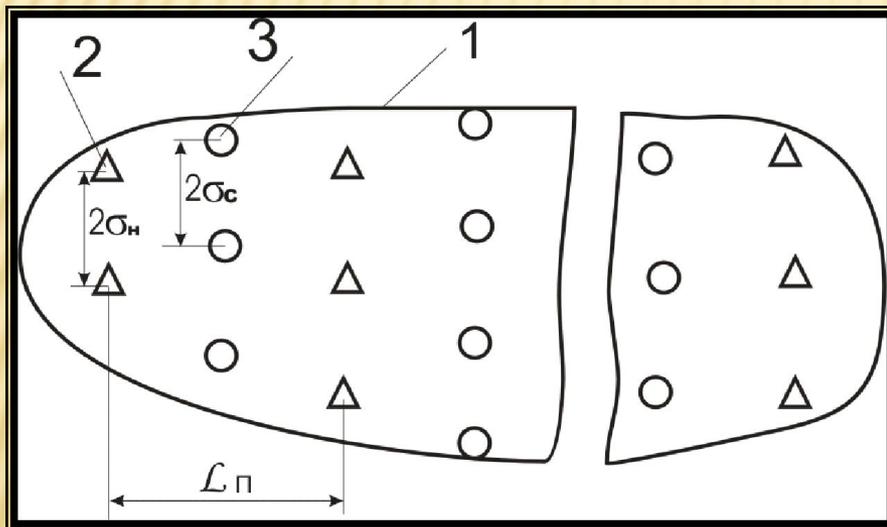
$$\omega_p = 0,1 \div 0,3$$

# КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

## СИСТЕМЫ С ВНУТРИКОНТУРНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ

### Рядные системы разработки

**Число рядов** в рядных системах **нечетное** вследствие необходимости проводки центрального ряда скважин, к которому предполагается стягивать водонефтяной раздел при его перемещении в процессе разработки пласта. Поэтому центральный ряд скважин в этих системах называют **стягивающим рядом**.



Расположение скважин при однорядной системе разработки:

1-условный контур нефтеносности; 2-нагнетательные скважины; 3-добывающие скважины.

### **Однорядная система разработки**

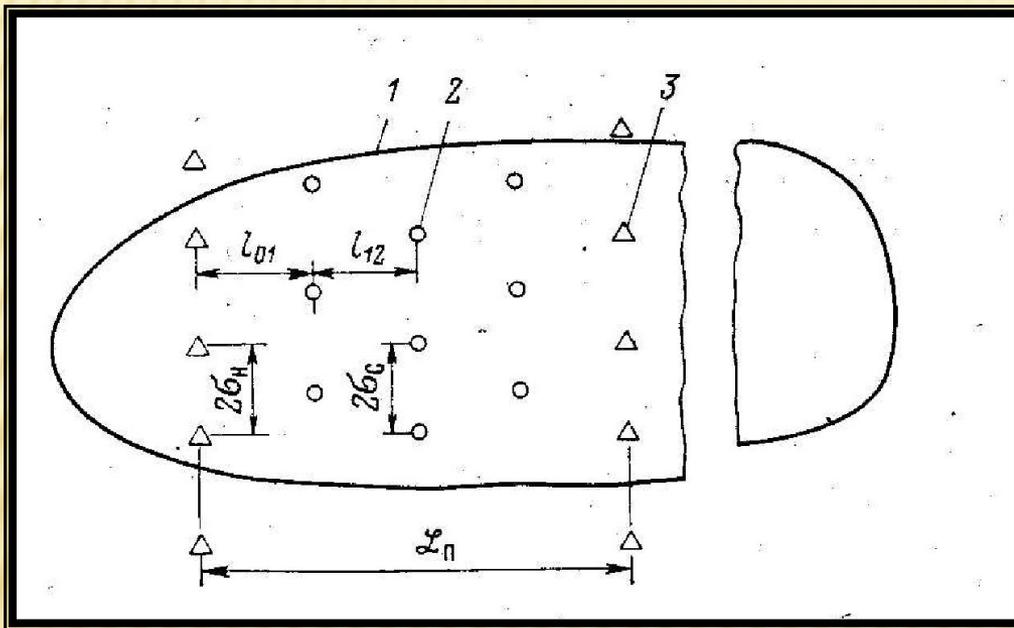
Поскольку в однорядной системе число добывающих скважин примерно равно числу нагнетательных, то эта система очень интенсивная. Эту систему используют при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов с целью обеспечения большего охвата пластов воздействием, а также при проведении опытных работ на месторождениях по испытанию технологий методов повышения нефтеотдачи пластов

$$\omega \approx 1$$

# КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

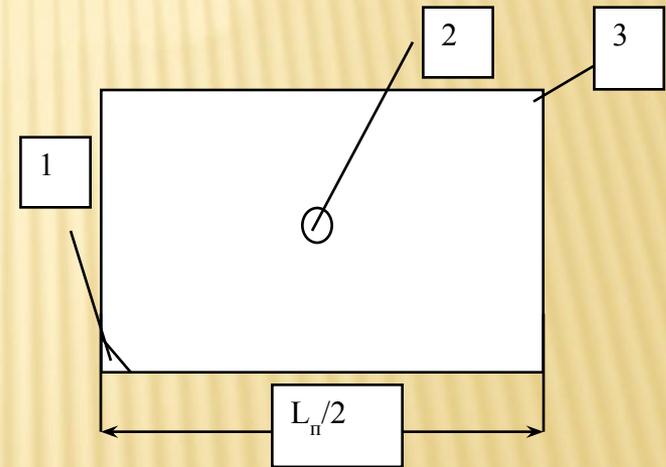
## Системы с внутриконтурным воздействием

### Трехрядная с и с т е м а разработки



Расположение скважин при трехрядной системе разработки:

- 1-условный контур нефтеносности;
- 2-добывающие скважины;
- 3-Нагнетательные скважины



Элемент трехрядной системы разработки:

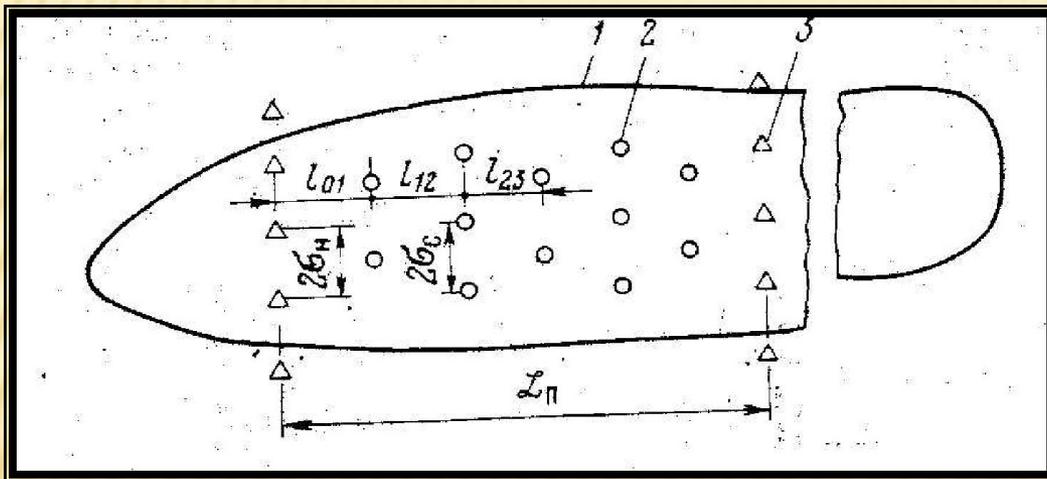
- 1 – “четверть” нагнетательной скважины;
- 2 – добывающая скважина;
- 3 – “четверть” добывающей скважины

$$\omega \approx 1/3$$

# Классификация и характеристика систем разработки

## Системы с внутриконтурным воздействием

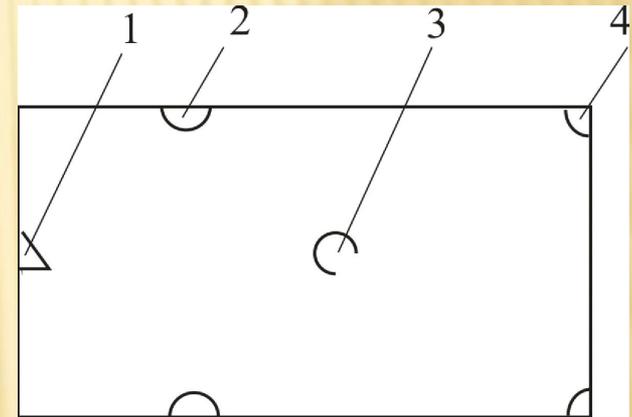
### Пятирядная с и с т е м а разработки



Расположение скважин при пятирядной системе разработки

- 1-условный контур нефтеносности;
- 2-добывающие скважины;
- 3-Нагнетательные скважины

$$\omega = 1/5$$



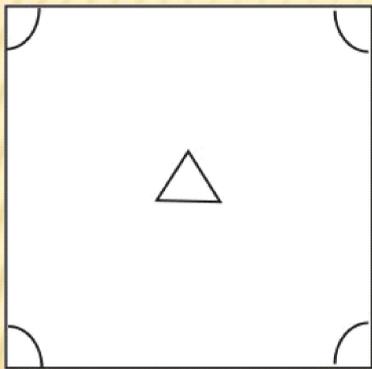
Элемент пятирядной системы разработки:

- 1 – «половина» нагнетательной скважины;
- 2 – «половина» добывающей скважины первого ряда; 3 – добыв. скважина второго ряда; 4 – «четверть» добыв. скважины третьего ряда.

# КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

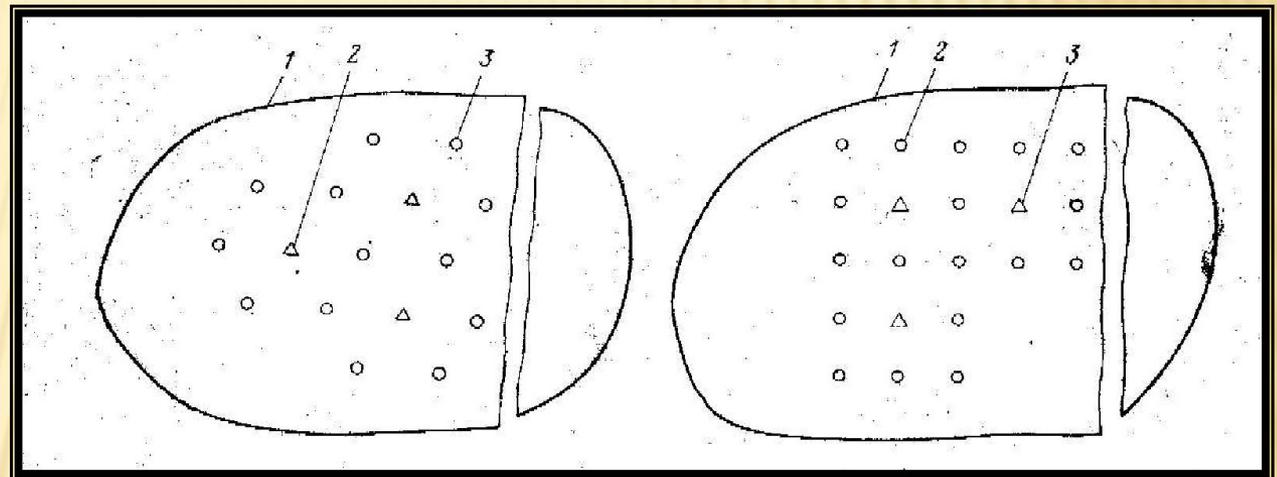
Системы с внутриконтурным воздействием

Системы с площадным расположением скважин



Элемент пятиточечной системы

$$\omega = 1/1$$



Семиточечная система

$$\omega = 1/2$$

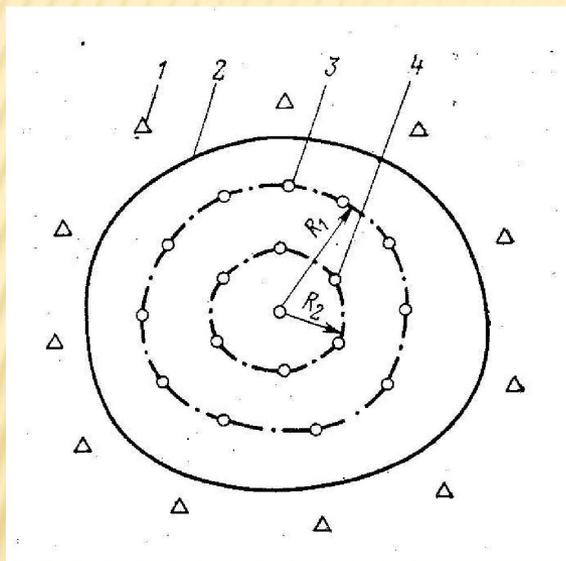
Девятиточечная система

$$\omega = 1/3$$

# КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

## Системы с внутриконтурным воздействием

### Другие системы разработки



**Схема батарейного расположения скважин:**

1 — нагнетательные скважины;  
2 — условный контур нефтеносности. 3 и 4 — добывающие скважины соответственно первой батареи радиусом  $R_1$  и второй батареи радиусом  $R_2$

Система с батарейным расположением скважин используется в редких случаях в залежах круговой формы в плане.

Система с барьерным заводнением, применяется при разработке нефтегазовых залежей.

**Смешанные системы** — комбинация описанных систем разработки, иногда со специальным расположением скважин, используются при разработке крупных нефтяных месторождений и месторождений со сложными геолого-физическими свойствами.

**Очаговое и избирательное заводнения** применяются для регулирования разработки нефтяных месторождений с частичным изменением ранее существовавшей системы.

# РАЗДЕЛ 4

## МОДЕЛИ ПЛАСТА И ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

**Модель пласта** – это система количественных представлений о его геолого-физических свойствах, используемая в расчетах разработки нефтяного месторождения.

Модели пластов с известной степенью условности подразделяют на детерминированные и вероятностно-статистические.

**Детерминированные модели** — это такие модели, в которых стремятся воспроизвести как можно точнее фактическое строение и свойства пластов. Другими словами, детерминированная модель при все более детальном учете особенностей пласта должна стать похожей на «фотографию» пласта. Практическое применение детерминированных моделей пластов стало возможным благодаря широкому развитию быстродействующей вычислительной техники и соответствующих математических методов.

**Вероятностно-статистические модели** ставят в соответствие реальному пласту некоторый гипотетический пласт, имеющий такие же вероятностно-статистические характеристики, что и реальный.

# МОДЕЛИ ПЛАСТА И ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

## Вероятностно-статистические модели

**Модель зонально-неоднородного пласта** – это пласт, свойства которого не изменяются по толщине, а на его площади выделяются зоны прямоугольной или квадратной формы с различными свойствами. Каждую зону можно рассматривать как элементарный однородный объем пласта (сторона квадрата) размером больше или равным расстоянию между соседними скважинами.

**Модель слоисто-неоднородного пласта** представляет собой пласт, в пределах которого выделяются слои с непроницаемыми кровлей и подошвой, характеризующиеся различными свойствами. По площади распространения свойства каждого слоя остаются неизменными. Сумма всех слоев равна общей нефтенасыщенной толщине пласта, т. е.

$$h = \sum_{i=1}^n \Delta h_i ,$$

где  $n$  – число слоев.

# РАЗДЕЛ 5

## 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 не установившиеся, 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

## 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:

$$V_{gp} = \alpha_0 V_H p$$

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

$\alpha_0$  — коэффициент растворимости;

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

$p$  — абсолютное давление

Для реального газа необходимо учитывать коэффициент его сверхсжимаемости  $z = z(p, T)$ . При изотермическом процессе уравнение состояния реального газа можно представить в виде

$$\frac{p}{\rho_g z} = \frac{p_{am}}{\rho_{gam} z_{am}}$$

$\rho_g, z, \rho_{gam}, z_{am}$  - соответственно плотность и коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом и атмосферном давлениях.

# РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ

## Газонапорный режим

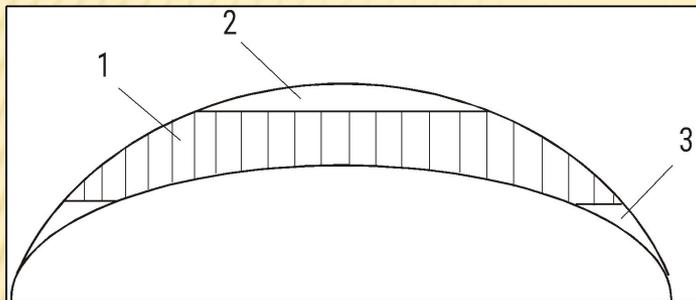


Схема нефтяного месторождения с вторичной газовой шапкой:

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:

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

$V_{пл}$  — общий объем пласта

Изменение среднего пластового давления определим, 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

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

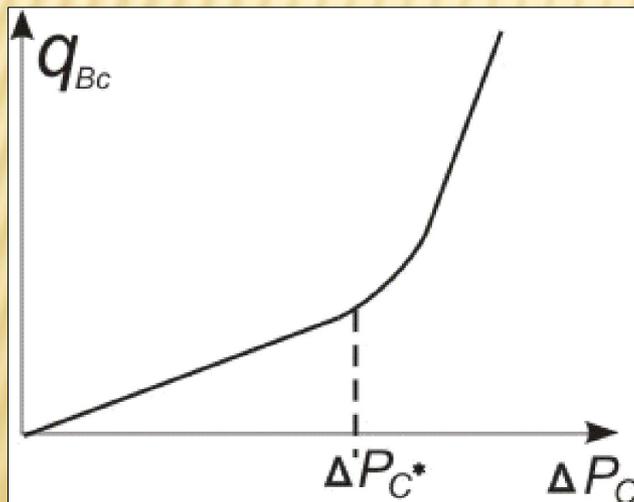
# РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

## 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

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Системы разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласты в России в настоящее время применяют редко, в основном в случае длительно эксплуатируемых сильно истощенных месторождений, разработка которых началась задолго до широкого развития методов заводнения (до 50-х гг. прошлого века); при разработке сравнительно небольших по размерам месторождений с активной законтурной водой, месторождений, содержащих сверхвязкие неглубоко залегающие нефти, или месторождений, сложенных низкопроницаемыми глинистыми коллекторами.

За рубежом разработка месторождений без воздействия на нефтяные пласты продолжает осуществляться в больших, чем в России, масштабах, особенно в случаях пластов с трещиноватыми коллекторами при высоком напоре законтурных вод.

Сайты:

1)

<http://bibliofond.ru/view.aspx?id=794418>

2)

[http://pstu.ru/files/file/gnf/razrabotka\\_i\\_ekspluataciya\\_neftyanyh\\_i\\_gazovyh\\_mestorozhdeniy\\_dlya\\_bngs\\_.pdf](http://pstu.ru/files/file/gnf/razrabotka_i_ekspluataciya_neftyanyh_i_gazovyh_mestorozhdeniy_dlya_bngs_.pdf)

3)

<http://www.neftyanik-school.ru/studentam/uchebnye-kursy/course/8/29>



**СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

**БОЛЬШОЕ СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!**

