

# **Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа**

## **ЛЕКЦИЯ 8**

**Гидропроводность**

**Обоснование коэффициента  
извлечения нефти**

# ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА

$$Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{РГ}} = Q_{\text{ГЕОЛ}} \cdot K_{\text{ГС}}$$

- $Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{РГ}}$  – геологические запасы растворенного газа, тыс. куб. м.;
- $Q_{\text{ГЕОЛ}}$  – геологические запасы нефти, тыс.
- $K_{\text{ГС}}$  – коэффициент содержания газа в нефти, куб. м/т.

$$Q_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{РГ}} = Q_{\text{ИЗВЛ}} \cdot K_{\text{ГС}}$$

- $Q_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{РГ}}$  – геологические запасы растворенного газа, тыс. куб. м.;
- $Q_{\text{ИЗВЛ}}$  – геологические запасы нефти, тыс.
- $K_{\text{ГС}}$  – коэффициент содержания газа в нефти, куб. м/т.

# ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА, РАСТВОРЕННОГО В ГАЗЕ

$$Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{К}} = Q_{\text{ГЕОЛ}} \cdot K_{\text{КС}}$$

$Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{К}}$  – геологические запасы конденсата, тыс. т. м.;

$Q_{\text{ГЕОЛ}}$  – геологические запасы газа, млн. куб.

$K_{\text{КС}}$  – коэффициент содержания конденсата, кг/куб. м.

$$Q_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{К}} = Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{К}} \cdot \text{КИК}$$

$Q_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{К}}$  – извлекаемые запасы конденсата, тыс. т. м.;

$Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{К}}$  – геологические запасы конденсата, тыс. т. м.;

$\text{КИК}$  – коэффициент извлечения конденсата, д.ед.

# Методы определения КИНа

Извлекаемые запасы нефти залежи равны произведению величин начальных геологических запасов  $Q_{H0}$  и конечного коэффициента извлечения нефти  $K_{извл.н}$ .

# Методы определения коэффициента извлечения нефти (КИН)

**Конечный коэффициент извлечения нефти** показывает, какая часть от начальных геологических запасов может быть извлечена.

Наряду с конечным коэффициентом извлечения нефти различают **текущий коэффициент извлечения**, равный отношению накопленной добычи из залежи или объекта разработки на определенную дату к их начальным геологическим запасам.

# Методы определения КИНа

Величина  $K_{\text{извл}}$  зависит от ряда геолого-физических и технологических факторов.

Она определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного горизонта (пласта), его расчлененностью, проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной.

К физическим факторам, от которых зависит величина этого коэффициента, следует отнести в первую очередь **отношение вязкости нефти к вязкости воды**.

На величину  $K_{\text{извл}}$  оказывают влияние применяемые методы искусственного воздействия на пласты, а при разработке без воздействия — природный режим залежи, плотность сетки добывающих скважин, новые методы разработки и способы интенсификации добычи нефти и другие факторы.

# Методы определения КИНа

Подобно подсчету геологических запасов определение конечных коэффициентов извлечения нефти и извлекаемых запасов *должно быть* увязано с этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки залежей, т. е. с объемом имеющейся информации, а также с особенностями геологического строения залежей.

# Методы определения КИНа

На открытых залежах, по завершению поискового этапа, а также на стадии разведки, когда данных еще недостаточно, расчет коэффициентов извлечения нефти может основываться на многомерных статистических моделях или приниматься по аналогии.

При подсчете запасов нефти после завершения разведки и при пересчете запасов после разбуривания залежи по первому проектному документу составляется технико-экономическое обоснование -(ТЭО) коэффициента извлечения на основе опыта нефтедобывающих районов с учетом достигнутого уровня техники и технологии добычи.

# Методы определения КИНа

В этом документе обосновывается выбор оптимального варианта системы разработки по результатам технико-экономических расчетов нескольких вариантов систем, в том числе и варианта системы разработки на естественном режиме. Для каждого варианта рассчитываются коэффициент извлечения. Принимается коэффициент извлечения того варианта, который наиболее рационален с учетом затрат.

# Методы определения КИНа

Коэффициенты извлечения нефти на средних, крупных и уникальных залежах рассчитываются гидродинамическими методами с учетом одномерных моделей фильтрации — на стадии завершения разведки и двумерных моделей, идентифицируемых с реальными пластовыми условиями, — на стадиях разработки.

По мелким залежам коэффициенты извлечения нефти определяются с использованием коэффициентов вытеснения, охвата вытеснением и заводнения.

# Методы определения КИНа

На сегодняшний день предложено рассматривать два типа КИНа

**Технологический КИН** — показывает долю геологических запасов, которые могут быть извлечены из недр при наличии сопутствующего промышленного оборудования. Такой КИН рассчитывается на весь период разработки.

**Экономический КИН** — показывает ту долю геологических запасов, которая при сегодняшних условиях может быть извлечена рентабельно

# Методы определения КИНа

Определение коэффициента извлечения нефти по вновь открытым залежам и на стадии оценки месторождений (залежей) проводится по многомерным статистическим моделям

# Методы определения КИНа

Метод основан на использовании результатов большого числа длительно разрабатываемых залежей, по которым величина конечного коэффициента извлечения установлена достаточно уверенно.

Конечный коэффициент извлечения по каждой залежи получают с учетом добычи накопленной и ожидаемой за оставшийся период разработки. Последняя рассчитывается с помощью различных методов, базирующихся на данных разработки в поздней стадии.

# Методы определения КИНа

Если залежь вступила в позднюю стадию разработки, ее извлекаемые запасы могут быть уточнены непосредственно на основе данных эксплуатации за период работы на этой стадии, предшествующий дате подсчета запасов.

В этом случае утвержденный коэффициент извлечения нефти уточняется в соответствии с подсчитанными извлекаемыми запасами и принимается равным отношению их величины к начальным балансовым запасам.

# Методы определения КИНа

Модели для определения коэффициента извлечения нефти на вновь открытой залежи и на стадии оценки должны основываться на наборе показателей, значения которых получены на дату подсчета.

По залежи, только что открытой поисковой скважиной, прогнозная величина коэффициента извлечения нефти основывается только на геолого-физических показателях — относительной вязкости нефти, эффективной нефтенасыщенной толщине пласта, коэффициенте песчанистости, средних значениях открытой пористости и проницаемости, объемном коэффициенте пластовой нефти, установленных в этой скважине.

# Методы определения КИНа

## МЕТОД АНАЛОГИИ

Его достоинства – быстрота и простота определения, недостатки – низкая достоверность искомой величины в силу отсутствия в природе одинаковых по строению и условиям разработки залежей нефти и конечных по ним КИН.

Широко применяется в Государственной комиссии по запасам для корректировки КИН, обоснованных недропользователями.

# Коэффициентный метод

$$K_{ИН} =$$

- $K_{ИЗВЛ}$  – коэффициент извлечения нефти, д. ед.;
- $K_{ВЫТЕСНЕНИЯ}$  – коэффициент вытеснения, д. ед.;
- $K_{ОХВАТА}$  – коэффициент охвата, д. ед.;
- $K_{ЗАВОДНЕНИЯ}^*$  – коэффициент заводнения, д. ед. (исключен из формулы)

Коэффициент вытеснения – это часть нефти, которая будет вытеснена из образца при бесконечной прокачке через него вытесняющего агента (воды, газа и т.п.).

Коэффициент охвата – отношение объема промытой части пустотного пространства, охваченного процессом вытеснения к общему объему насыщенных нефтью пустот продуктивного пласта.

$$Q_{ИЗВЛ} = Q_{ГЕОЛ} \cdot K_{ИН}$$

- $Q_{ИЗВЛ}$  – извлекаемые запасы нефти, тыс.
- $K_{ИН}$  – коэффициент извлечения нефти, д. ед.

# Коэффициентный метод

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}} (K_{\text{зам}})$$

$K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения;

$K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата;

$K_{\text{зав}} (K_{\text{зам}})$  – коэффициент заводнения (замещения)

$K_{\text{выт}}$  – это отношение объема нефти, полученной при ее вытеснении рабочим агентом-вытеснителем (в лабораторных условиях) из колонки репрезентативных образцов керна при соблюдении пластовых условий, среднем в системе разработки градиенте давления и «бесконечной» промывке, к начальному объему нефти в колонке образцов.

# Коэффициентный метод

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}} (K_{\text{зам}})$$

$K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения;

$K_{\text{выт}}$  характеризует влияние микронеоднородности строения коллектора на эффективность вытеснения рабочим агентом нефти из микрообъема пласта и, по сути, дает представление о потенциальном значении КИН рассматриваемой технологии нефтеизвлечения с поддержанием пластового давления.

Определяют  $K_{\text{выт}}$  (в соответствии с отраслевым стандартом) при скоростях продвижения воды 0,5 ÷ 3,0 м/сут.

# Методы определения КИНа

Для нефтяных и газонефтяных залежей, разрабатываемых с применением заводнения и других методов воздействия на пласт, а также разрабатываемых на природных режимах, предусматривается единый подход к обоснованию конечного коэффициента извлечения нефти. При этом коэффициенты извлечения нефти определяются отдельно для нефтяных, водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зон.

# Методы определения КИНа

## Понятие гидропроводности

Гидропроводность непосредственно влияет на величину извлекаемых запасов

Она определяется произведением трех параметров - проницаемости коллекторов, толщиной нефтенасыщенных коллекторов и вязкостью пластовой нефти.

Величина двух из трех параметров – проницаемости и вязкости может меняться от минимальных значений до бесконечно больших.

Так, интервал изменения проницаемости от сотых долей до несколько тысяч  $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$

Интервал изменения вязкости от долей единиц до десятков тысяч  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ .

# Гидропроводность, проницаемость

**Абсолютная проницаемость** – проницаемость коллекторов при фильтрации однородной жидкости или газа при условии полного заполнения пустотного пространства породы фильтрующим флюидом.

**Фазовая проницаемость** – проницаемость породы при движении одного из флюидов в процессе многофазной фильтрации

Абсолютную проницаемость определяют прямыми способами, к числу которых относятся определения по керну и по результатам испытания пластов в открытом стволе и в колонне. К косвенным относят определение по данным интерпретации ЭК и ЯМК и др.

# Проницаемость

Способность породы пропускать через себя нефть, газ и воду при наличии перепада давлений называют проницаемостью.

Проницаемость определяют по керну в лаборатории физики пласта по формуле Дарси:

$$K_{пр} = Q\mu\ell/S(P_1 - P_2)$$

Q – расход флюида, прошедший через образец

$\mu$  - вязкость флюида

$\ell$  - длина образца

S – площадь поперечного сечения образца

$\Delta P$  – перепад давления на входе ( $P_1$ ) и на выходе ( $P_2$ ) из образца

Проницаемость измеряют следующих единицах: Д, м<sup>2</sup>, мкм<sup>2</sup>

На большинстве месторождений проницаемость изменяется 50-500 мД. Если проницаемость менее 50 мД, то запасы нефти считаются трудноизвлекаемыми и для их выработки бурят горизонтальные скважины, боковые стволы и проводят ГРП чтобы увеличить площадь сбора нефти.

# Гидропроводность, проницаемость

При изменяющихся во времени дебитах и депрессии для определения проницаемости используют **кривые восстановления давления (КВД)**.

Также ее можно определять экспресс методами – **испытанием пластов на кабеле (ГДК)** и **испытанием пластов трубными инструментами (ИПТ)**.

Основной идеей являются **многодневные испытания пластов** при использовании установившихся и неуставившихся режимов. При каждом режиме замеряют дебит скважин и забойное давление. Затем по формуле Дюпюи можно определить проницаемость пласта в призабойной зоне.

# Коэффициентный метод

Коэффициент вытеснения определяется в лабораторных условиях.

Он характеризует отношение объема вытесненной нефти из образца при бесконечной промывке к первоначальному ее объему.

**Коэффициент вытеснения зависит от нефтенасыщенности, от проницаемости, вязкости пластовой нефти и вытесняющего агента.**

Между  $K_{вт}$  и  $K_{пр}$  прослеживается тесная корреляционная связь

# Коэффициент вытеснения

Факторы, влияющие на величину коэффициента вытеснения ( $\eta_{\text{выт}}$ )

1. Минералогический состав и литологическая микроструктура пород и, как следствие, глинистость пород, распределение пор по размерам, абсолютная и относительная проницаемости, параметры микротрещинности пород, т.е. размеры блоков и трещин, отношения их проницаемостей и т. д.

2. Отношение вязкости нефти к вязкости воды, вытесняющей нефть, или, в более общем случае, соотношение подвижностей нефти и воды.

# Коэффициент вытеснения

Факторы, влияющие на величину коэффициента вытеснения ( $\eta_{\text{выт}}$ )

3. Структурно-механические (неньютоновские) свойства нефти и их зависимость от температурного режима пластов.

4. Тип смачиваемости пород водой и характера проявления капиллярных сил в породах-коллекторах с различной микроструктурой.

5. Скорость вытеснения нефти водой (в случае заводнения и некоторых естественных режимов).

# Коэффициент охвата

Факторы, влияющие на величину коэффициента охвата ( $\eta_{охв}$ )

1. Физические свойства и геологическая неоднородность разрабатываемого нефтяного пласта в целом (макронеоднородности пласта). Имеется в виду наличие газовой шапки, нефтенасыщенных зон, подстилаемых водой, т.е. водонефтяных зон, прерывистости пласта по вертикали и по горизонтали, существования дизъюнктивных разрывов и т. д.

2. Параметры системы разработки месторождения, т. е. расположение скважин в пласте, расстояние между добывающими, а также между добывающими и нагнетательными скважинами, отношения числа нагнетательных к числу добывающих скважин.

# Коэффициент охвата

Факторы, влияющие на величину коэффициента охвата ( $\eta_{охв}$ )

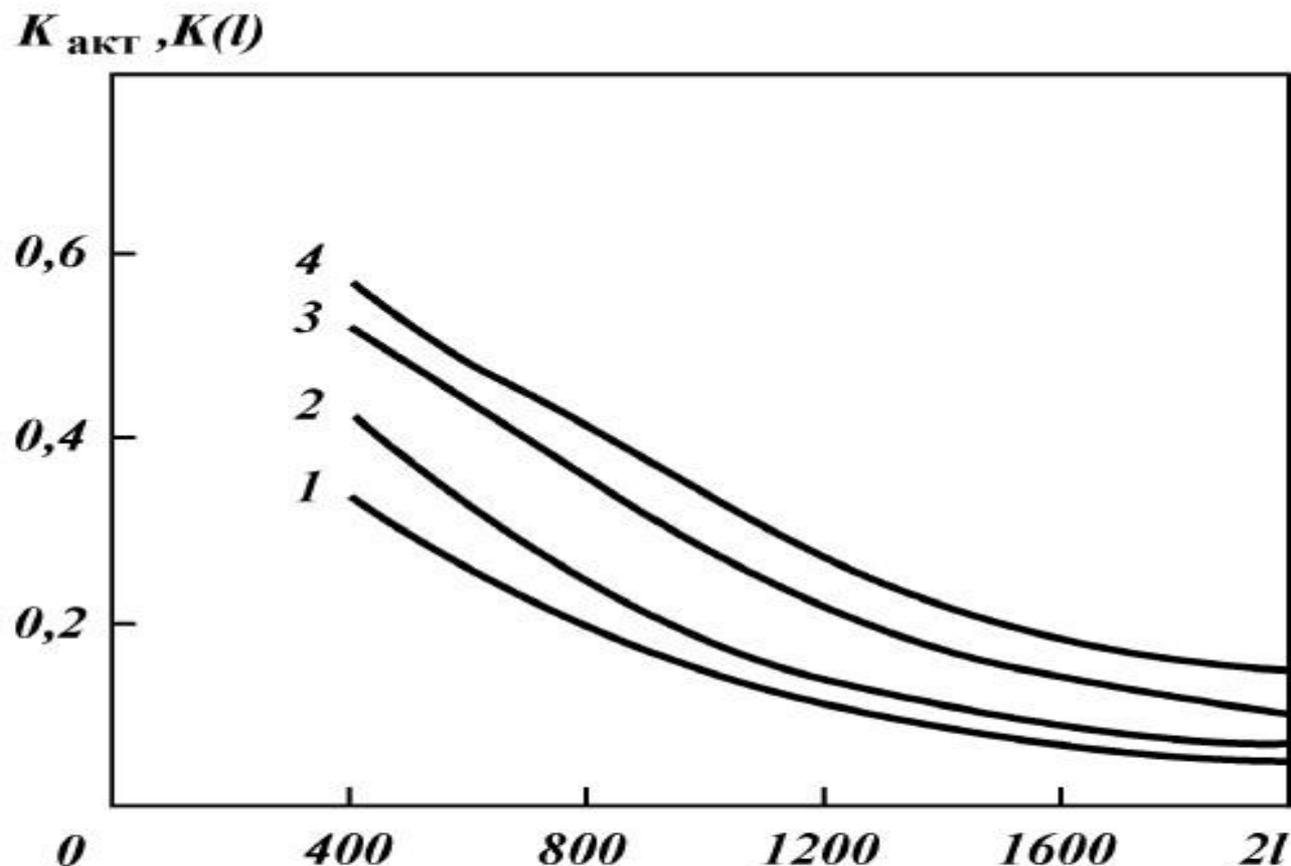
3. Давление на забоях нагнетательных и добывающих скважин, т.е. перепад давления между зоной отбора и зоной нагнетания, применение методов воздействия на призабойную зону и совершенство вскрытия пластов.

4. Применение способов и технических средств эксплуатации скважин (механизированных способов добычи, обеспечивающих необходимый отбор жидкости из скважин, методов одновременно-раздельной эксплуатации).

# Коэффициент охвата

5. Применение методов управления процессом разработки месторождения путем частичного изменения системы разработки (очагового и избирательного заводнения) или без изменения системы разработки (изменения режима работы скважин, установления оптимальных условий прекращения эксплуатации скважин, циклического заводнения и др.).

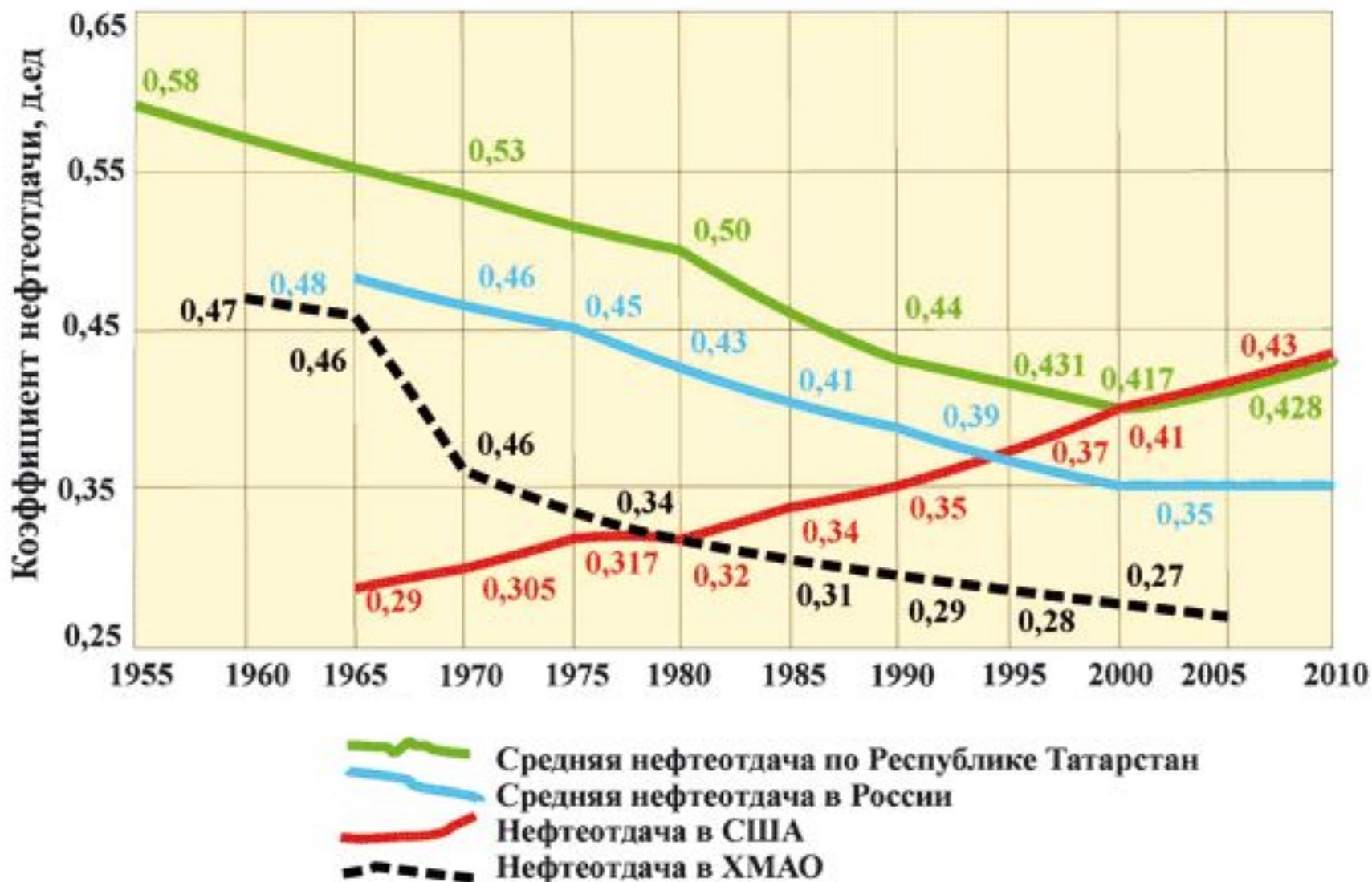
# Влияние плотности и типа скважин на КИН



**Рис. 2.33. Влияние плотности горизонтальных и вертикальных скважин на коэффициент извлечения нефти.**

При разработке вертикальными скважинами: 1 —  $K_{\text{акт}}$  с учетом размещения нагнетательных скважин, 2 —  $K_{\text{акт}}$  без учета размещения нагнетательных скважин; 3, 4 —  $K(I)$  при разработке горизонтальными скважинами: 3 —  $\sigma = 0$ , 4 —  $\sigma = 0,05$

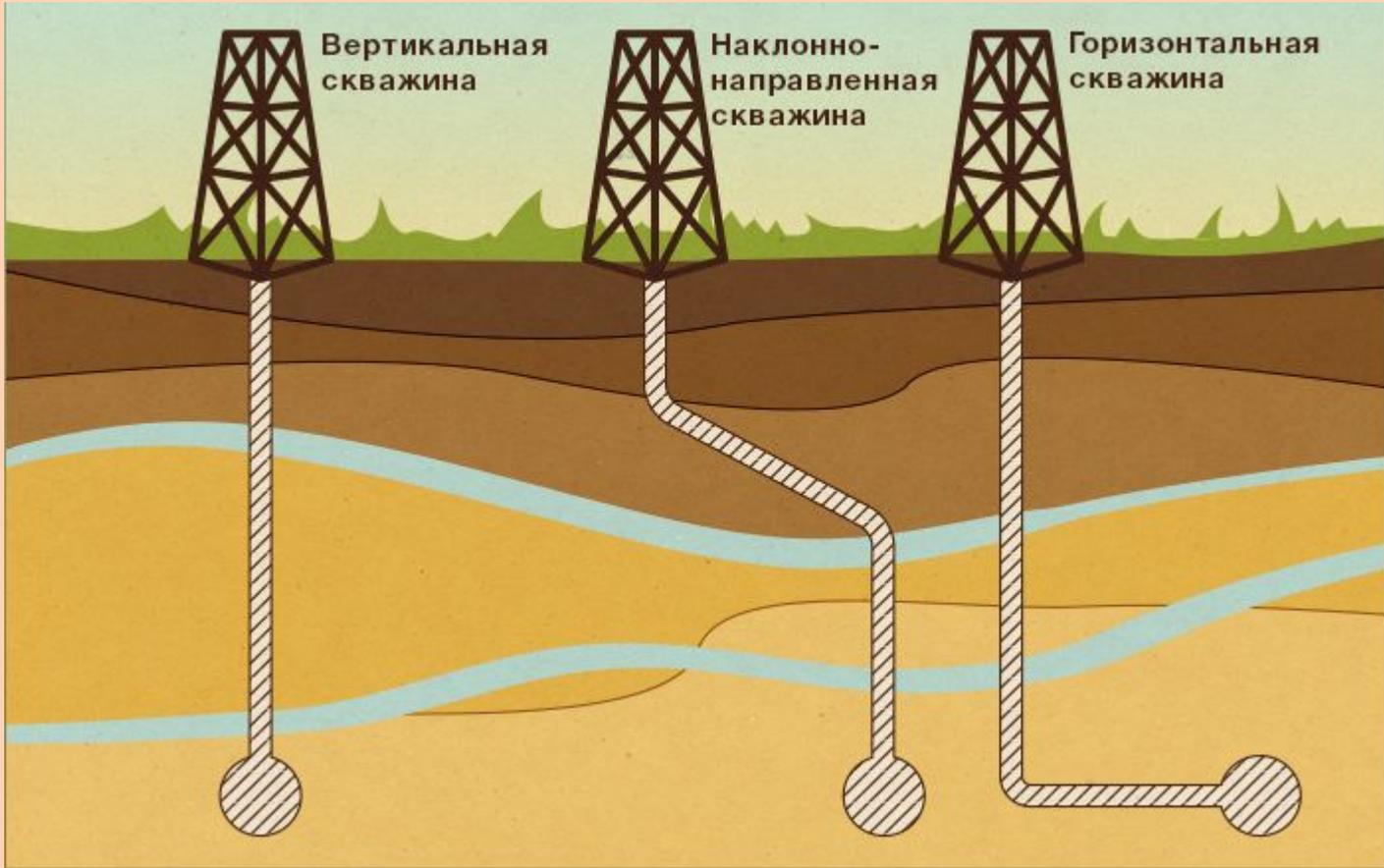
# Методы определения КИНа



Вертикальная скважина

Наклонно-направленная скважина

Горизонтальная скважина

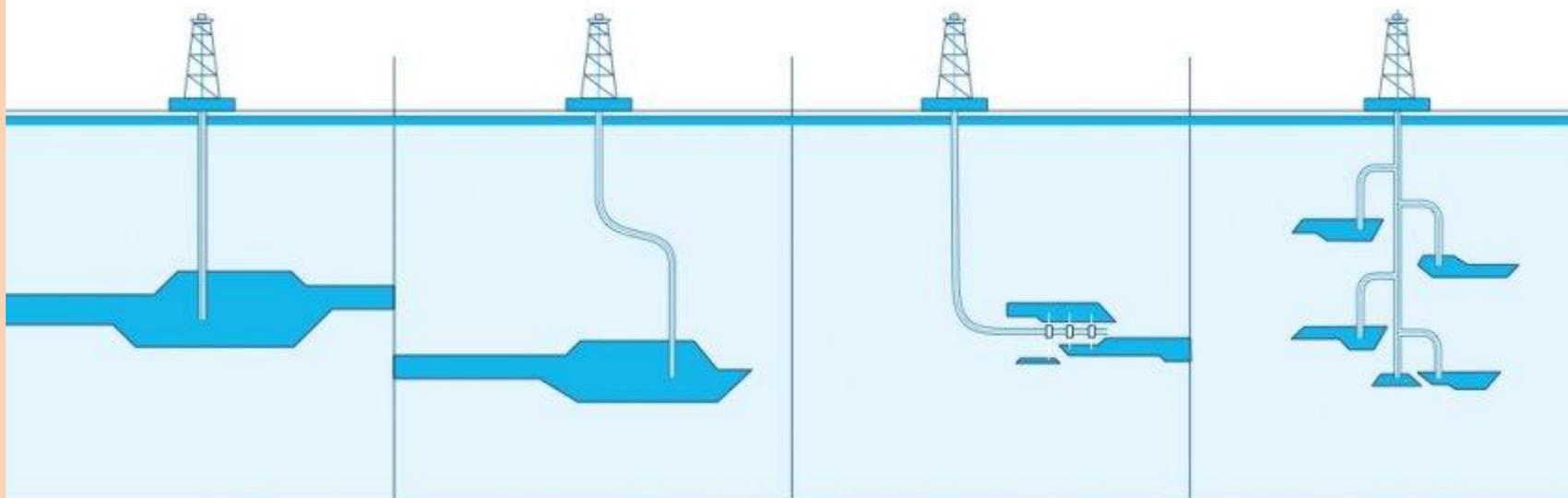


Вертикальные

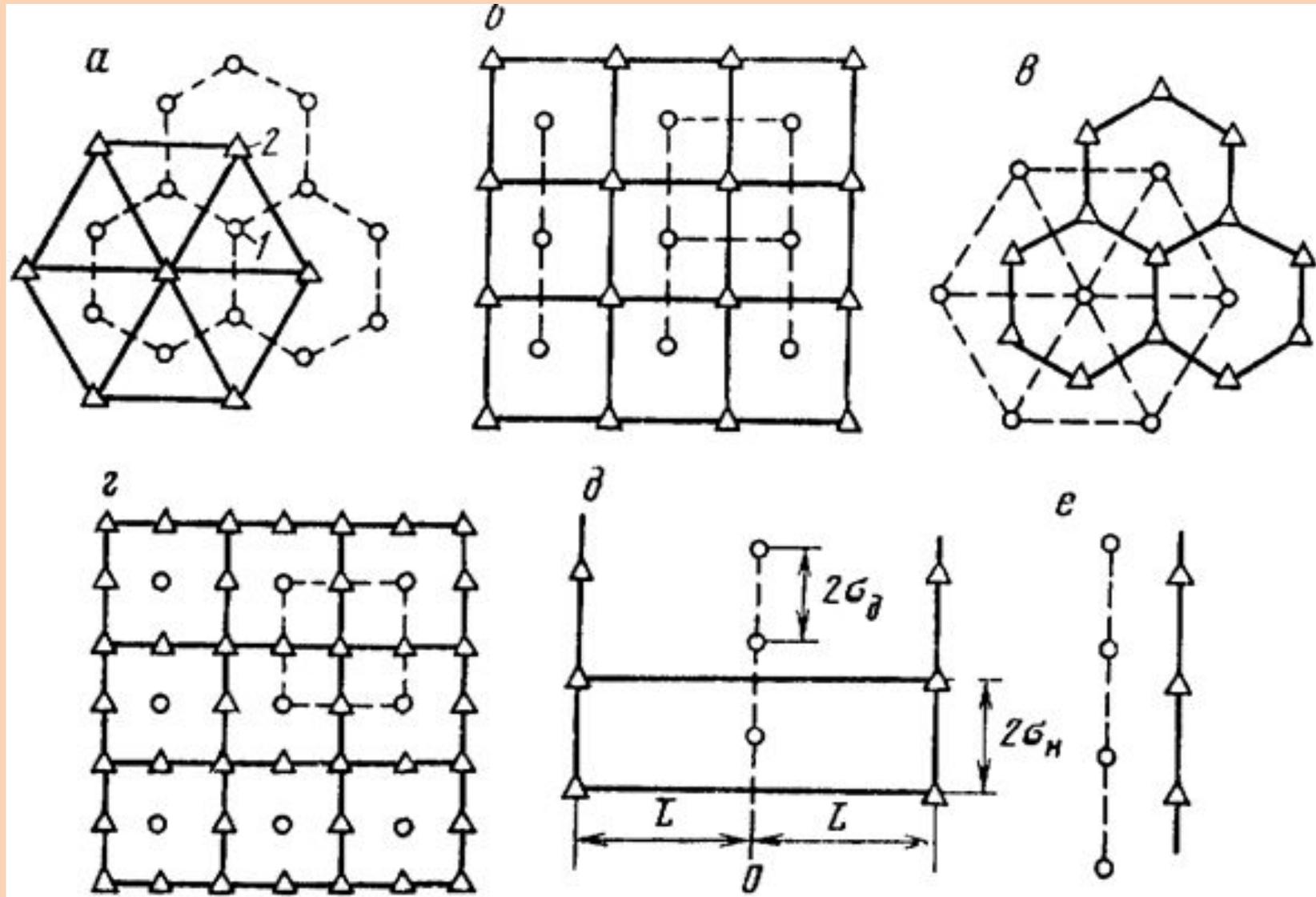
Наклонно-направленные

Горизонтальные

Многозбойные  
(многоствольные)



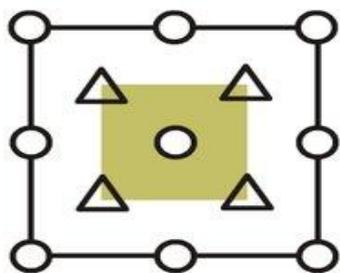
# Системы размещения добывающих скважин



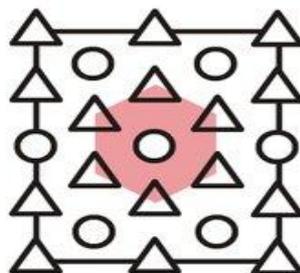
# Системы размещения добывающих скважин

## Сетки скважин

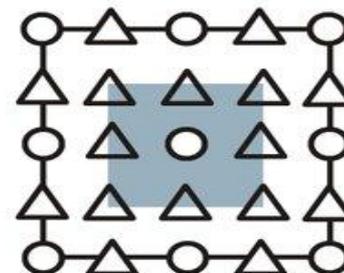
При площадном заводнении скважины располагают следующим образом



Пятиточечная сетка  
(наиболее интенсивная)



Семиточечная  
сетка

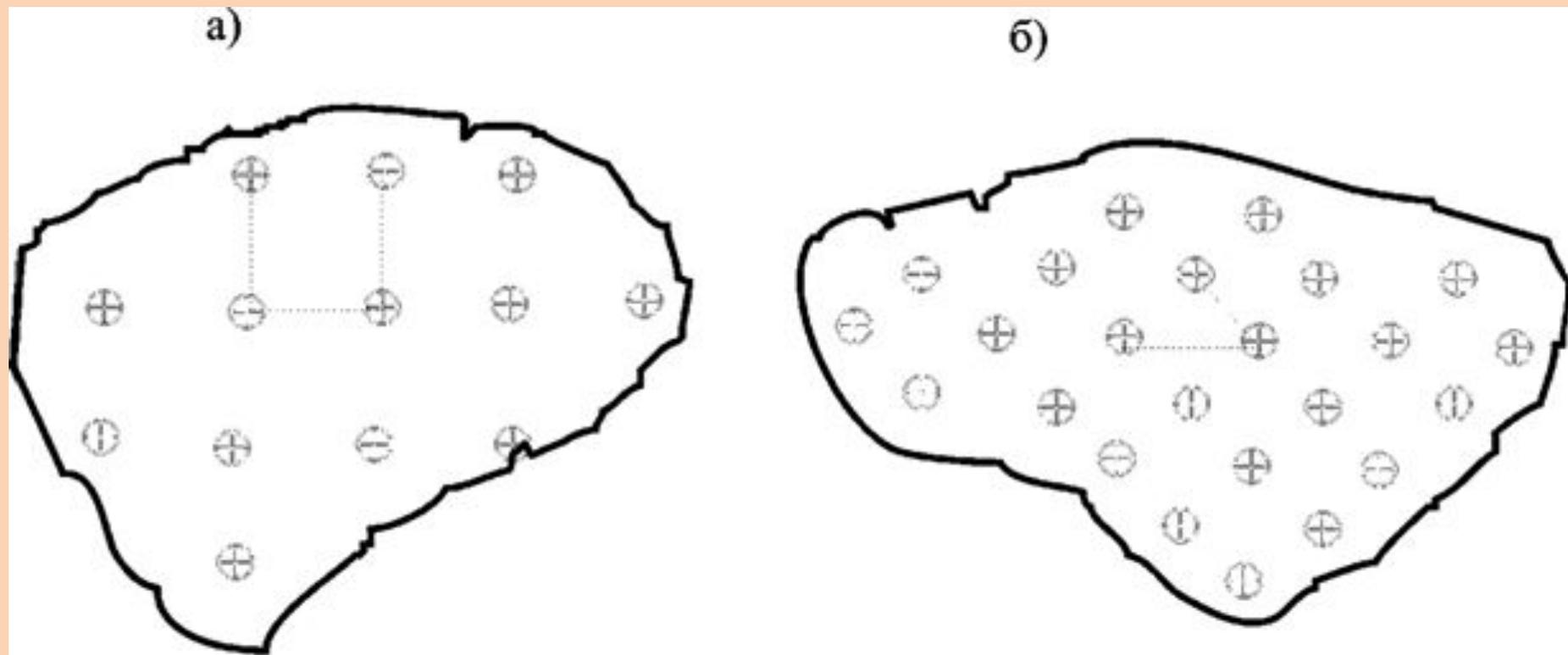


Девятиточечная сетка  
(наименее интенсивная)

$\Delta$  - Добывающая скважина

$\bigcirc$  - Нагнетательная скважина

# Размещение добывающих скважин



**Рис.5.2.** Равномерное размещение скважин  
Сетки: а) - квадратная; б) - треугольная.

# Размещение добывающих скважин

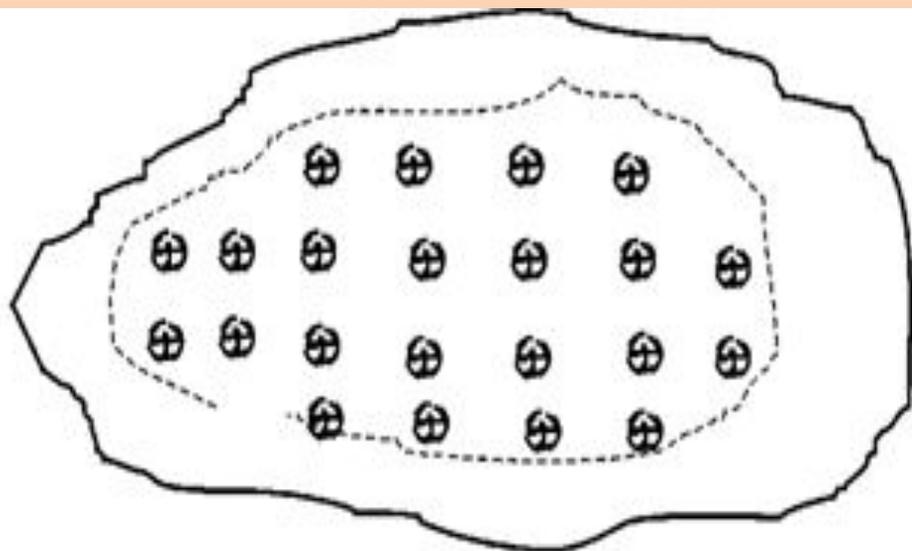


Рис.5.5. Размещение скважин в сводовой части залежи

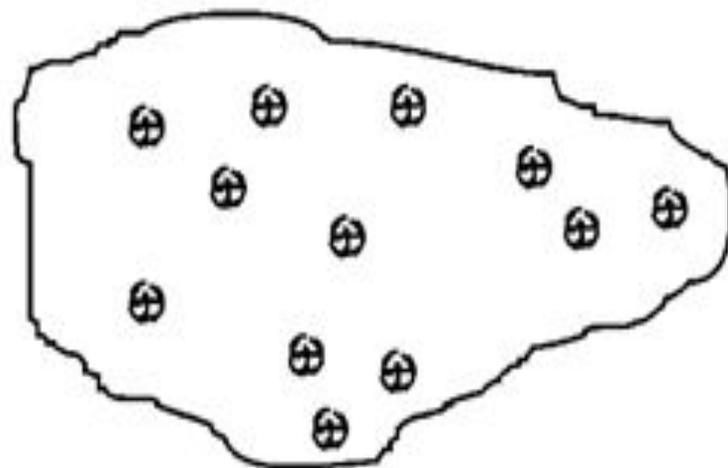
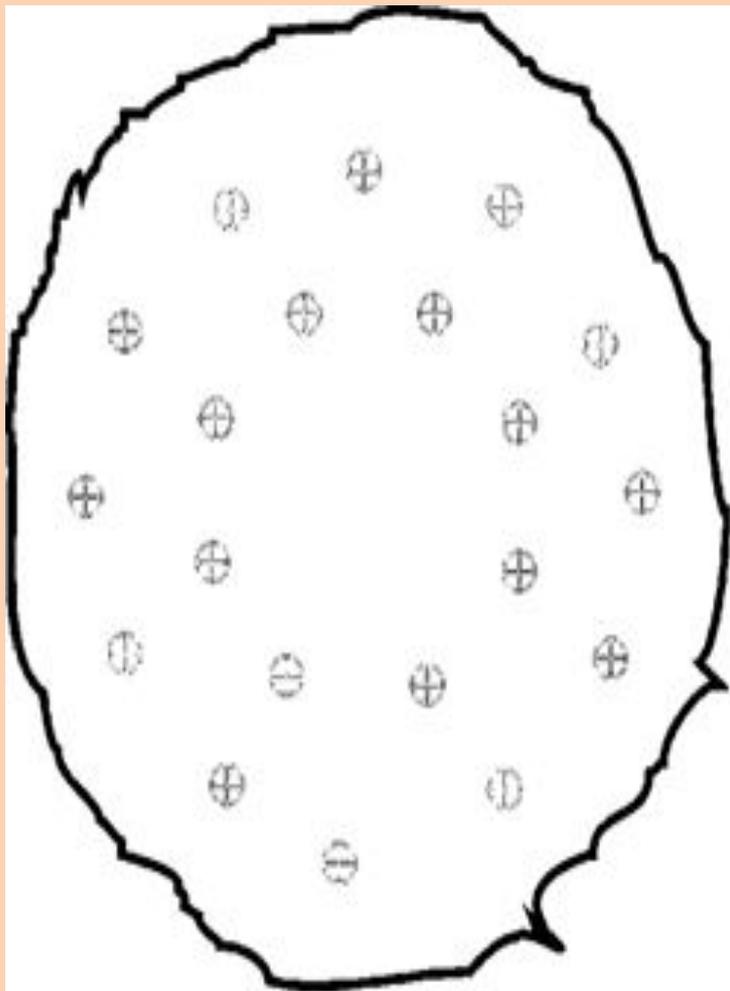


Рис. 5.6. Неравномерное размещение скважин

# Размещение добывающих скважин

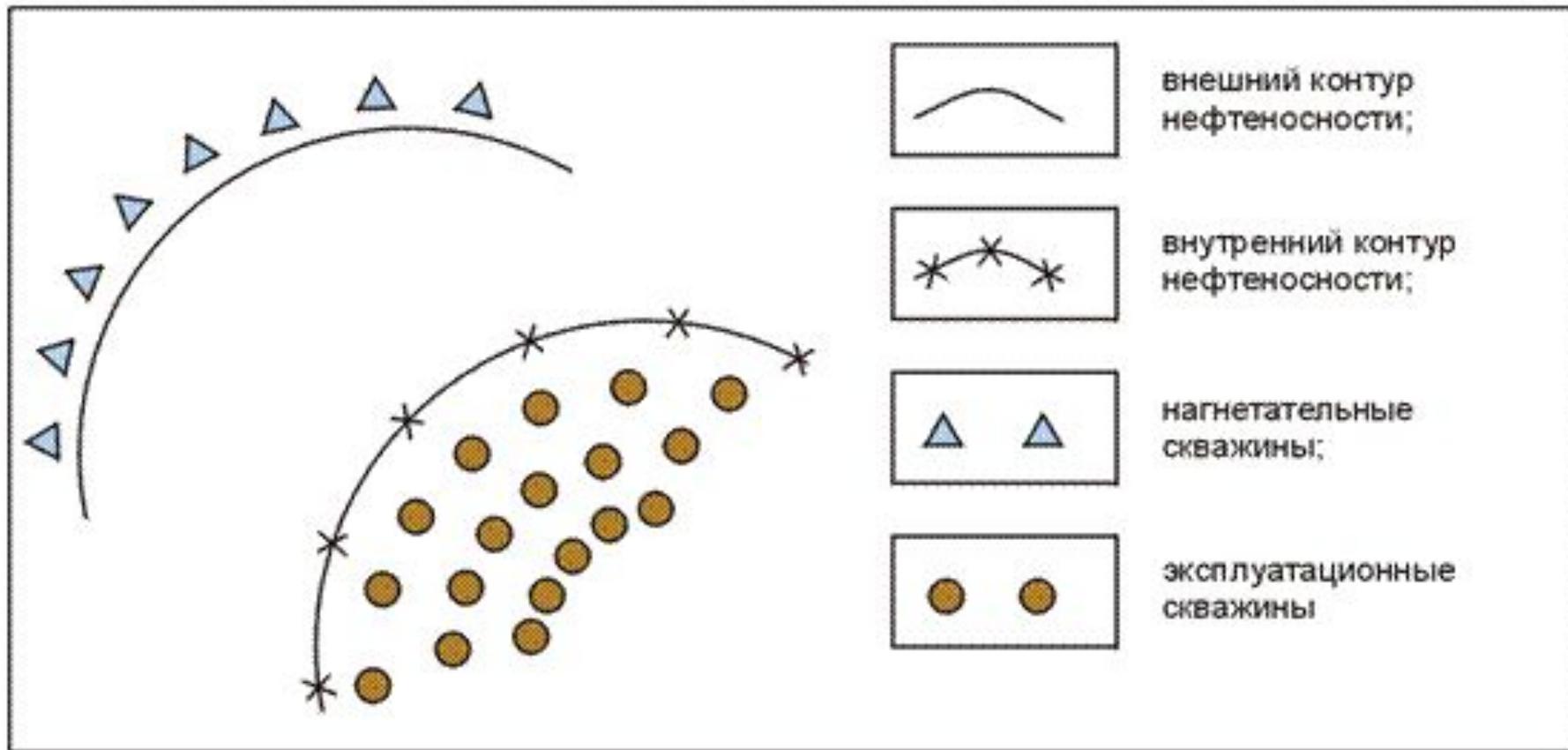


**Рис.5.3.** Батарейно-кольцевое размещение скважин

**Рис.5.4.** Линейное размещение скважин

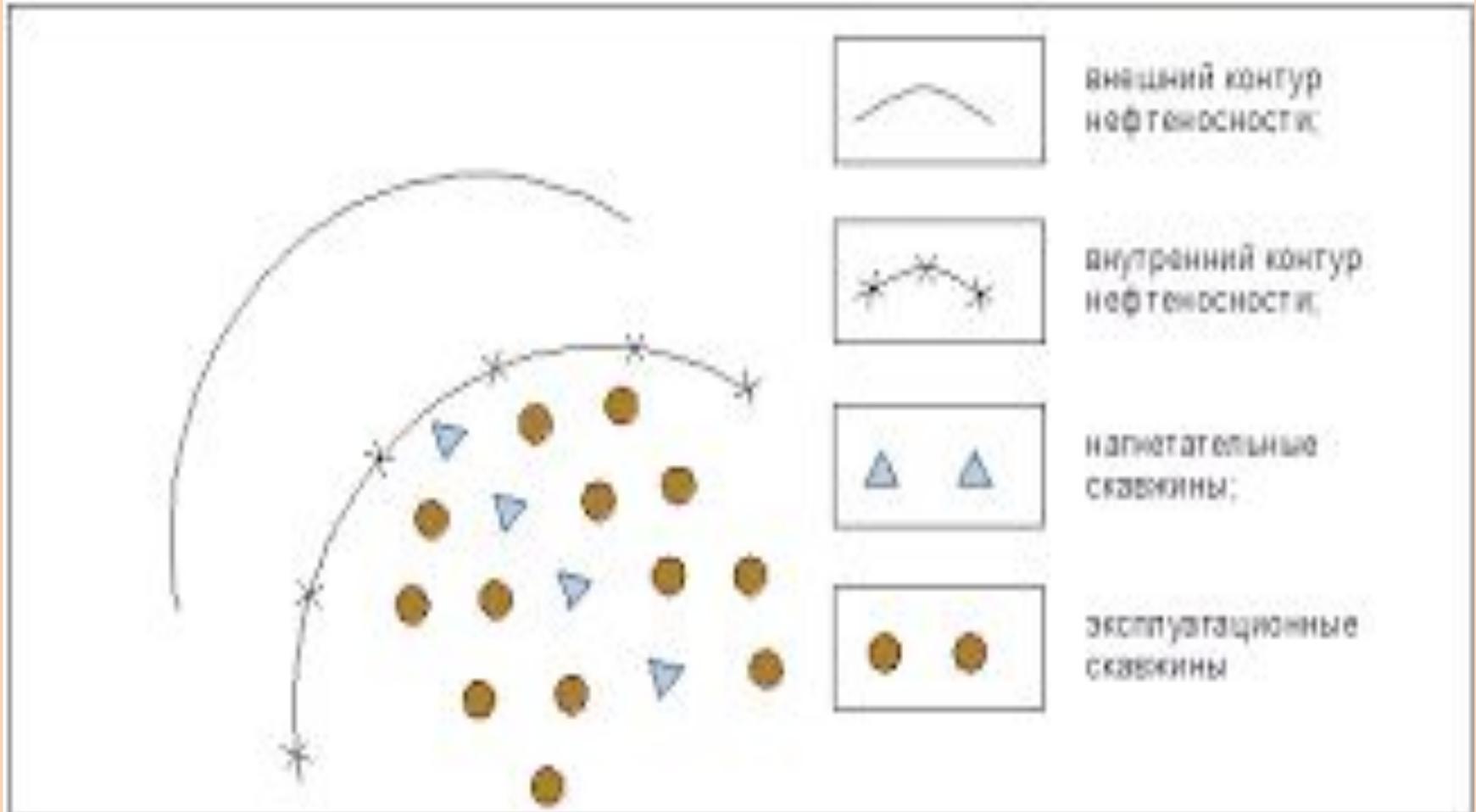


# Система заводнения. Законтурное заводнение

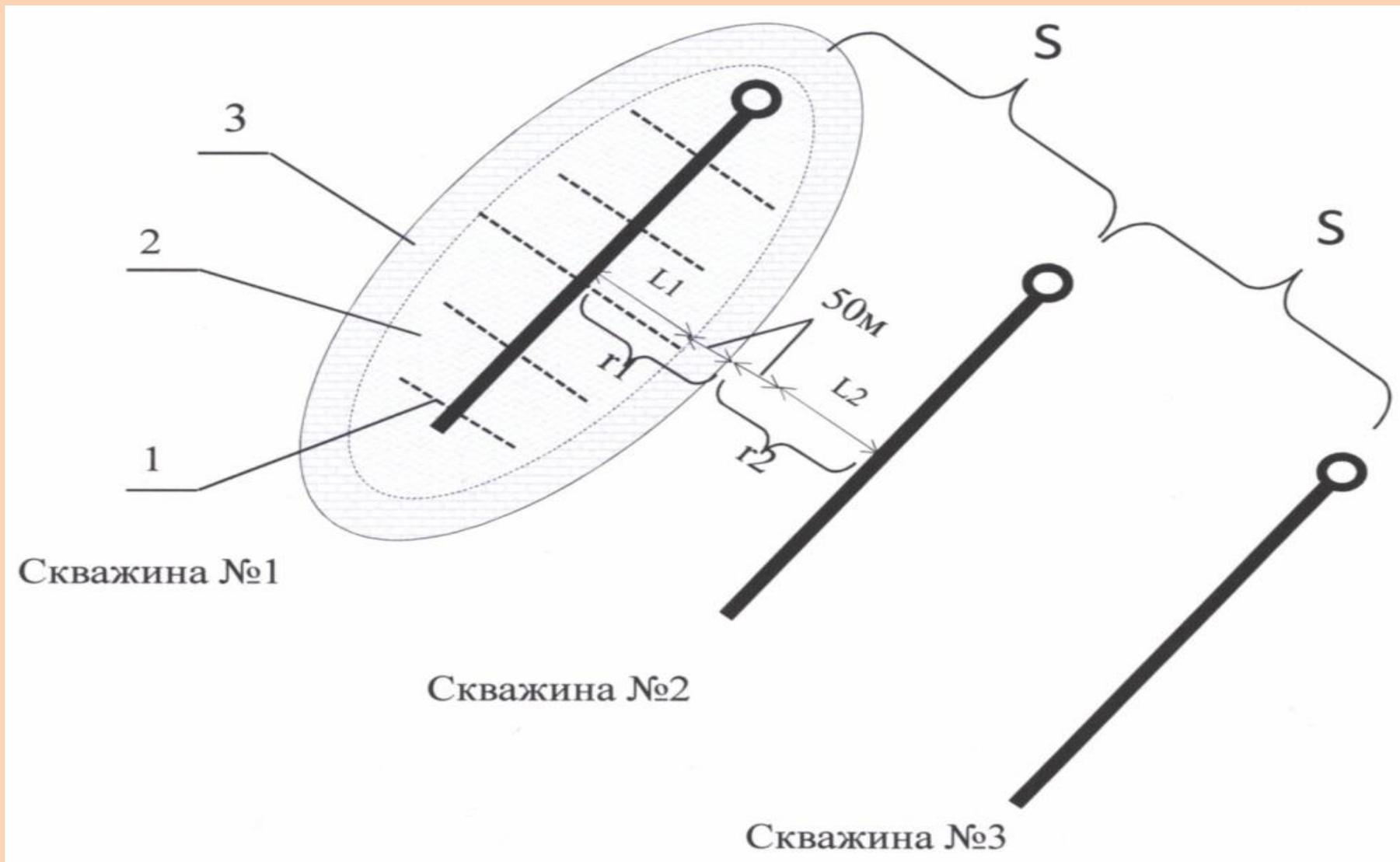


**Рис. 1** Схема размещения скважин при законтурном заводнении.

# Система заводнения. Внутриконтурное заводнение



# Способ разработки горизонтальными скважинами



# Коэффициентный метод определения КИН

Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения является важнейшей характеристикой разработки. Он определяет часть объема залежи, вовлеченную в активную разработку.

Учитывая, что коэффициент извлечения КИН может быть приближенно определен как произведение коэффициента охвата  $K_{охв}$  и коэффициента вытеснения  $K_{выт}$  получаем важное заключение, что коэффициент нефтеотдачи уменьшается с увеличением расстояния между скважинами.

# Коэффициентный метод

С другой стороны, большие значения  $L$  означают большие извлекаемые запасы на скважину. Из этого следует, что при больших расстояниях между скважинами (разреженная сетка скважин) объем извлеченной из пласта нефти может оказаться сравнительно небольшим, в то время как добыча по отдельным скважинам будет высокой.

# Коэффициентный метод

В другом крайнем случае, при очень плотной сетке скважин, нефтеотдача может быть очень высокой, но добыча по каждой из скважин может оказаться значительно ниже, чем в первом случае. Это означает, что существует оптимальное значение межскважинного расстояния  $L$  (или, что, в сущности, то же, что и параметр плотности сетки скважин), обеспечивающее наилучшие показатели разработки месторождения при выбранной системе размещения скважин

# Коэффициентный метод

Поскольку продуктивным пластам присуща изменчивость коллекторских свойств по площади и разрезу, определение значений  $K_{\text{выт}}$  должно производиться по образцам, равномерно освещающим залежь или продуктивный пласт, с широким диапазоном изменения  $K_{\text{пр}}$ .

Если для высокопроницаемых пластов  $K_{\text{вт}}$  достигает 0,8 - 0,95, то в малопроницаемом коллекторе он может быть вдвое меньше. Эти особенности определяют способы расчета средних значений коэффициента вытеснения на различных стадиях изученности залежи.

При подсчете запасов залежи, вводимой в разработку,  $K_{\text{выт}}$  принимается равным среднему арифметическому значению из имеющихся определений по продуктивному пласту.

# Коэффициент заводнения

$K_{\text{зав}} (K_{\text{зам}})$  – отношение объема части залежи, занятой вытесняющим агентом, к части, в которой происходит фильтрация (дренирование) пластовых флюидов (нефти, газа, воды).

Характеризует степень заполнения дренируемого объема пласта вытесняющим рабочим агентом. Коэффициент заводнения (замещения) зависит от неоднородности фильтрационных потоков (чем она выше, тем он меньше) и доли вытесняющего агента в продукции скважин, устанавливаемой по экономическим соображениям (чем она выше, тем больше  $K_{\text{зав}}$  ( $K_{\text{зам}}$ )).

# Методы определения КИНа

## Коэффициент нефтеотдачи при заводнении

$$K_{HO} = \frac{V_{доб}}{V_{зап}} = K_{выт} \cdot K_{охв} \cdot K_{зав} = \frac{V_{доб}}{V_{зав}} \cdot \frac{V_{охв}}{V_{зап}} \cdot \frac{V_{зав}}{V_{охв}}$$

где:  $V_{доб}$  - объем добытой из пласта нефти за определенный период времени,

$V_{зап}$  - общий объем геологических запасов нефти,

$V_{охв}$  - объем запасов нефти, охваченных заводнением.

$V_{зав}$  - первоначальный объем нефти в заводненной области пласта,

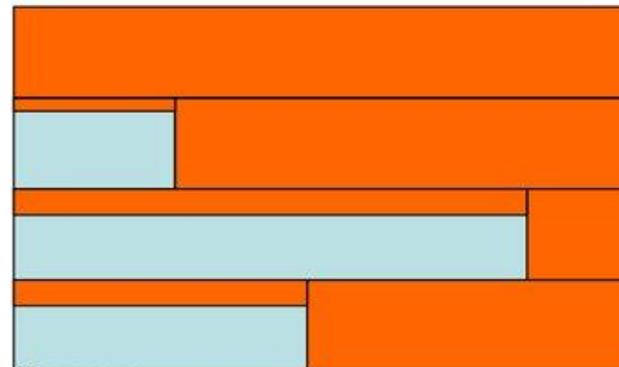
$K_{выт}$  - коэффициент вытеснения нефти из пласта – величина, равная отношению количества вытесненной из пласта нефти к запасам нефти, первоначально находившимся в части пласта, вовлеченной в разработку.

Отметим, что для текущей нефтеотдачи коэффициент вытеснения величина переменная во времени.

$K_{охв}$  - коэффициент охвата пласта разработкой – величина, равная отношению запасов нефти, вовлеченных в разработку, к общим геологическим запасам нефти в пласте.

$K_{зав}$  - коэффициент заводнения – отношение объема нефти, в охваченной заводнением области пласта к первоначальным запасам в этой области.

$$K_{выт} = \frac{S_{нач.нефть} - S_{ост.нефть}}{S_{нач.нефть}} = \frac{(1 - S_{ост}) - (1 - S_{кон})}{(1 - S_{ост})} = \boxed{1 - \frac{1 - S_{кон}}{1 - S_{ост}}}$$



# Коэффициентный метод

В случае высокопроницаемого пласта ( $K_{вт} = 0,8$ ) и высоком коэффициенте охвата ( $K_{охв} = 0,5$ ) КИН составит лишь 0,4.

# Контрольные вопросы

1. Понятия запасов и ресурсов нефти и газа
2. Зачем необходимо знать состояние и величину запасов нефти и газа
3. В чем разница в подходах к классификации запасов и ресурсов нефти и газа, действующей в России и используемых за рубежом.
4. Какие объемы запасов нефти учтены в России и оценены за рубежом.
5. В чем принципиальные отличия в российской Классификации запасов нефти и газа 2001г и 2013 г.
6. Категории запасов разрабатываемых и разведываемых месторождений
7. Какие документы учитывают состояние запасов в России
8. Понятие геологических и извлекаемых запасов
9. Каковы основные типы залежей нефти и газа по строению
10. По каким принципам классифицируются запасы

# Контрольные вопросы

11. Классификация месторождений по степени промышленного освоения
12. Какие категории характеризуют запасы в процессе поисков, разведки и разработки
13. Какие категории характеризуют ресурсы нефти газа
14. Понятие месторождения нефти и газа
15. По каким признакам классифицируются месторождения
16. Классификация месторождений по величине запасов
17. Классификация месторождений по фазовому составу
18. В чем суть подсчета запасов нефти и газа
19. На каких данных и в результате каких работ проводится подсчет запасов
20. Понятие и основные этапы ГРР

# Контрольные вопросы

21. Какие существуют методы подсчета запасов нефти и газа
22. Формула объемного метода подсчета запасов нефти
23. Формула объемного метода подсчета запасов газа
24. Какими поверхностями определяется геометрия пластовых залежей
25. Какими поверхностями определяется геометрия массивной залежи
26. В чем заключаются особенности подсчета запасов на разных этапах ГРП
27. Особенности определения подсчетных параметров в разных типах залежей
28. Методы определения ВНК
29. Что такое КИН. Методы увеличения КИН

# Контрольные вопросы

30. Давление насыщения. Режимы разработки залежей нефти газа.

31. Метод материального баланса подсчета запасов нефти и газа

32. Метод подсчета запасов газа по падению давления

33. Методы оценки КИН. Метод аналогий. Применимость метода аналогий

34. Понятие гидропроводности. Методы измерения проницаемости образцов

35. Понятие коэффициента вытеснения и охвата вытеснением

36. Оценка объемов растворенного газа, понятие газонасыщенности.

# Контрольные вопросы

37. Оценка объемов конденсата. Принципы максимального извлечения конденсата при разработке газовых залежей

**Благодарю за внимание!**

