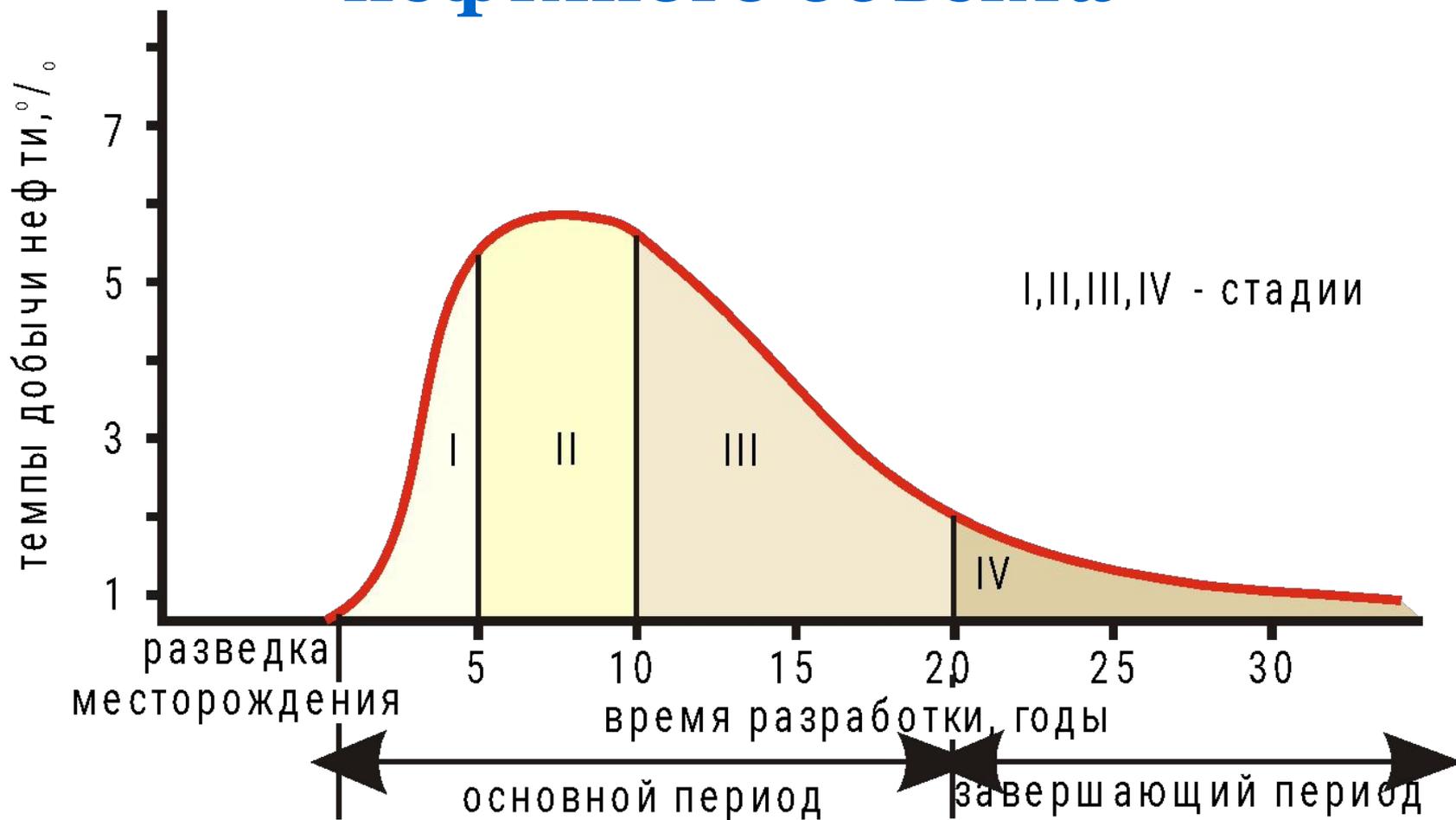


Разработка нефтяных месторождений



Периоды и стадии разработки нефтяного объекта



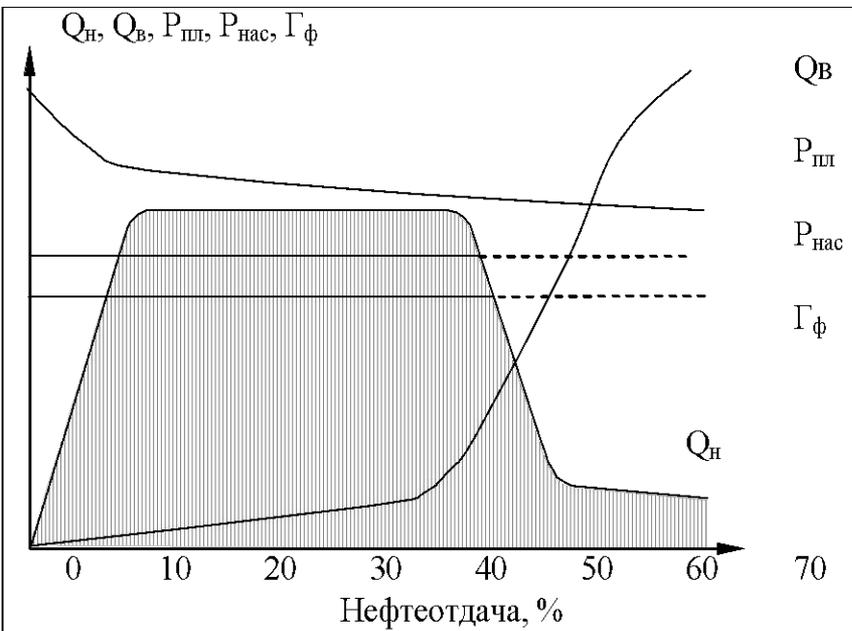
Режимы работы пластов

Режимом нефтегазоносного пласта называют характер проявления его движущих сил, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при его разработке и эксплуатации.

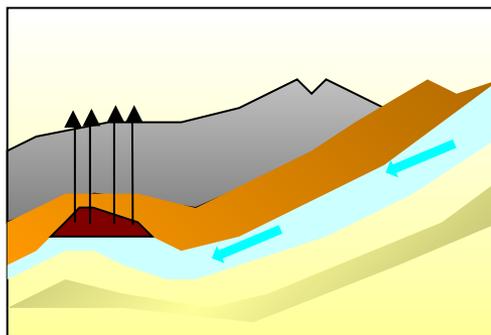
О режиме пласта судят по характеру изменения во времени его дебита и пластового давления, характеру изменения давления в зависимости от отбора жидкости и т.п. Режим пласта – сложный комплекс проявлений его движущих сил, который еще более усложняется в процессе разработки и эксплуатации.

Водонапорный режим

Особенности режима



1. $P_{пл} \geq P_{нас}$.
2. $Z_n = 8 - 10\%$ в год от НИЗ
3. $\Gamma_{фак} = const$
4. $V_{НФ} = 0,5 = 1$ (к IV стадии)
5. $КИН = 0,6 - 0,8$
6. В чистом виде не встречается
7. Рпласт тесно связано с величиной текущего отбора жидкостей



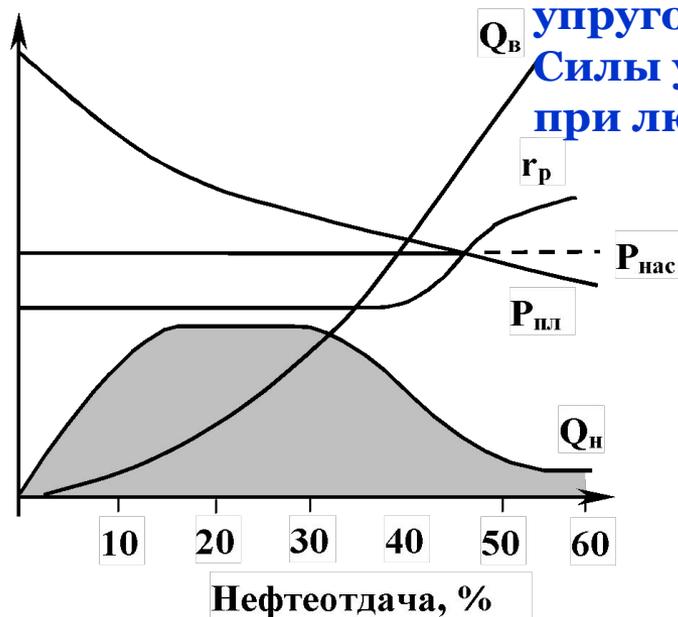
Основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды.

КИН = 0.6 0.8

Водонапорный режим - режим, при котором нефть движется в пласте к скважинам под напором краевых (или подошвенных) вод.

Упруго - водонапорный режим

$Q_H, Q_B, P_{пл}, r_p, P_{нас}$



-режим работы залежи, при котором пластовая энергия при снижении давления в пласте проявляется в виде упругого расширения пластовой жидкости и породы. Силы упругости жидкости и породы могут проявляться при любом режиме работы залежи.

Особенности режима

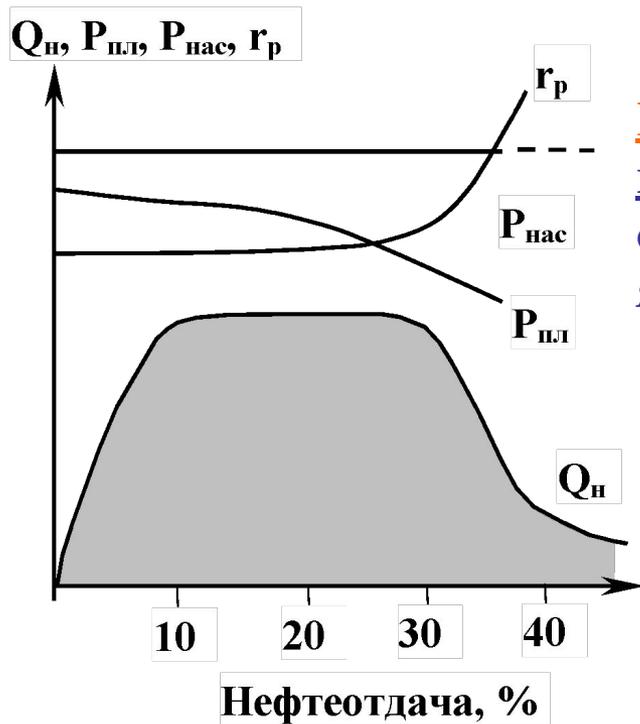
t

1. $P_{пл} \geq P_{нас}$.
2. $P_{пл}$ интенсивно падает в начальный период разработки
3. $\Gamma_{ф ак} = const$
4. $Z_H = 5 - 7 \%$ в год от НИЗ
5. КИН = 0,5 - 0,55

КИН = 0.5 ... 0.6

В отличие от водонапорного режима, при упругом режиме, пластовое давление в каждый данный момент эксплуатации зависит текущего, и суммарного отборов жидкости из пласта.

Режим газовой шапки

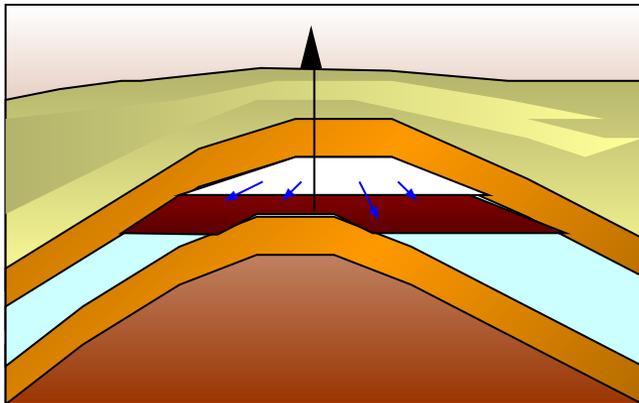


Газонапорный режим (или режим газовой шапки) – режим работы пласта, когда основной энергией, продвигающей нефть, является напор газа газовой шапки.

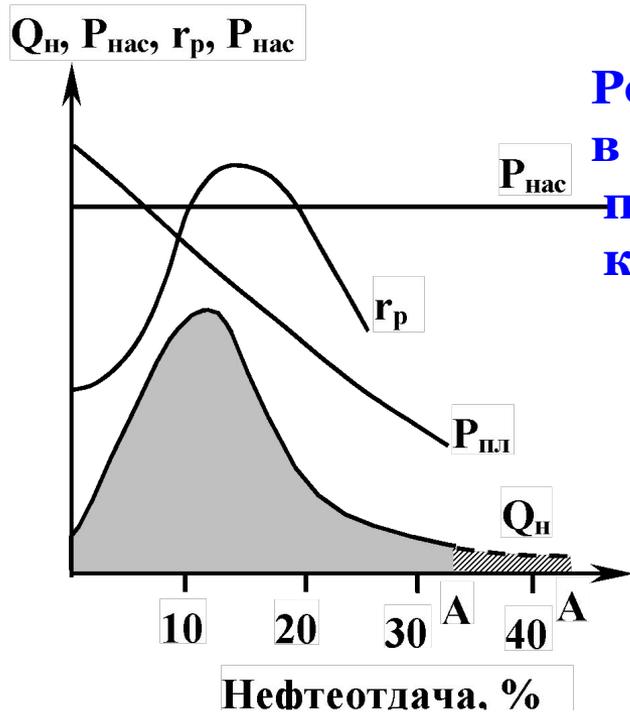
Особенности режима

1. $P_{пл} \approx P_{нас}$.
2. $P_{пл}$ падает в процессе разработки.
3. $G_{фак} = const$, к концу разработки падает.
4. $Z_n = 8 - 10\%$ в год от НИЗ.
5. КИН = 0,4 - 0,5.
6. μ_n = малая.
7. Наличие большой газовой шапки.
8. Значительная высота нефтяной части залежи.
9. Высокая проницаемость коллектора (особенно вертикального).
10. Большие углы наклона пластов.

КИН = 0.4 ... 0.5



Режим растворённого газа



Режим нефтяной залежи при котором $P_{пл} < P_{нас}$.
в результате чего газ выделяется из раствора и
пузырьки газа, расширяясь вытесняют нефть
к скважинам

Особенности режима

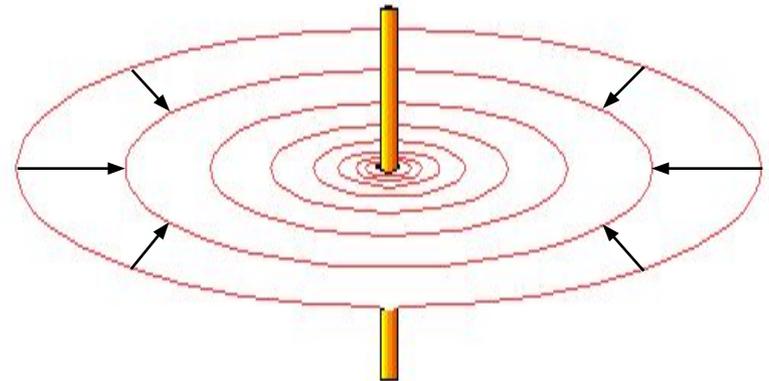
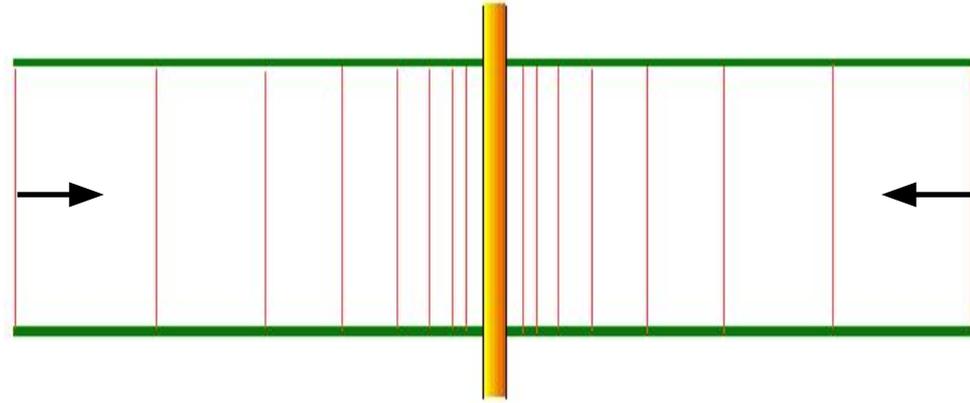
1. $P_{пласт} < P_{нас}$.
2. $P_{пласт}$ постоянно снижается
3. $\Gamma_{фак}$ постоянно растет и к концу разработки в 4 - 5 раз превышает начальное газосодержание
4. $Z_n = 0,01 - 0,02\%$ в год от НИЗ
5. КИН = 0,2 - 0,3
6. Максимальная продуктивность II стадии - 1 год
7. Характерен для пластов со значительной фациальной изменчивостью

КИН = 0.2 0.3

По мере отбора жидкости пластовое давление уменьшается, пузырьки газа увеличиваются в объеме и движутся к зонам наименьшего давления, т.е. к забоям скважин, увлекая с собой и нефть. Изменение равновесия в пласте при этом режиме зависит от суммарного отбора нефти и газа из пласта.

Радиальный приток (формула Дюпюи)

$$Q_{пл} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$



где $Q_{пл}$ – дебит нефти ($\text{м}^3/\text{с}$) в
пластовых условиях;

μ – вязкость нефти в
пластовых условиях ($\text{Па}\cdot\text{с}$);

k, h – проницаемость (м^2) и
мощность (м) пласта;

P давление, Па.

Объемный коэффициент нефти

- Когда нефть попадает на поверхность, происходит следующее:
 1. Потеря массы – газ переходит из растворенного состояния в свободное
 2. Снижение температуры – от пластовой температуры до поверхностной
 3. Расширения – давление падает от пластового до атмосферного

$$B_o = \frac{V_{пл}}{V_{пов}}$$

Пористость

Под пористостью породы понимают наличие в ней пустот (пор). Различают полную (общую) и открытую пористость.

Коэффициентом полной пористости (m_n) называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему.

Коэффициентом открытой пористости (m_o) называется отношение объема открытых, сообщающихся пор в образце породы к объему образца. При проектировании разработки наибольшее практическое значение имеет открытая пористость.

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зерен}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зерен}}{V_{обр}}$$

Геологическая неоднородность коллекторов - это изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи.

Г.Н. оказывает огромное влияние на выбор системы разработки и на эффективность извлечения нефти из недр - на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования.

Виды неоднородностей

Макро-
неоднородность

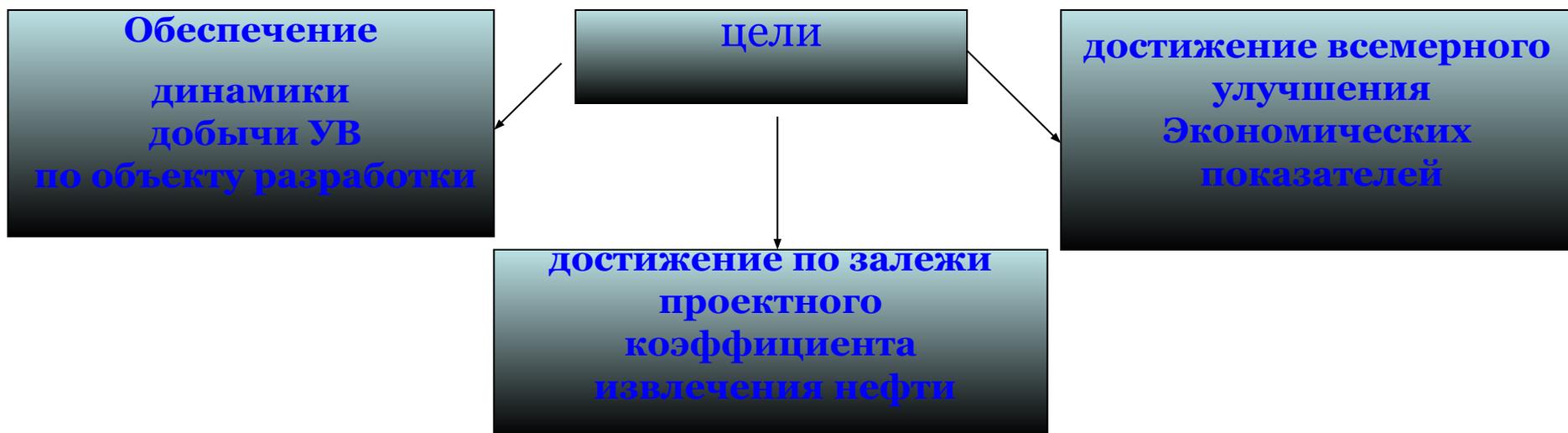
Микро-
неоднородность

Основные виды неоднородности:

- 1. Микронеоднородность выражается в изменчивости емкостно-фильтрационных свойств в границах присутствия коллекторов в пределах залежи У.В. Оценивают 2 способами- вероятностно-статистический, базирующийся на результатах изучения керн, и графический, использующий данные интерпретации геофизических данных Микронеоднородность отражает структурные, текстурные и другие особенности строения выделенной для изучения «однородной» породы. Коллекторские свойства в этом случае изменяются более плавно и непрерывно.**
- 2. Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и не коллекторов. Для изучения используют результаты ГИС. Макронеоднородность изучаемого объекта характеризуется в разрезе чередованием пород коллекторов с практически непроницаемыми породами. На границе этих разностей основные параметры продуктивных пластов будут изменяться резко и скачкообразно.**

Гидродинамические методы регулирования системами разработки нефтяных месторождений

Регулирование разработки залежей нефти и газа- это есть управление процессом извлечения У.В. с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий



Классификация методов гидродинамического регулирования системами разработки нефтяных месторождений

Изменение режимов нагнетания и отбора жидкости

Управление режимами добывающих скважин

- Ограничение отборов
- Увеличение отборов (форсированный отбор)
- Остановка добывающих скважин
- Периодическое изменение отборов

Управление режимами нагнетательных скважин

- Увеличение закачки
- Ограничение закачки
- Периодическое прекращение закачки
- Периодическое изменение закачки
- Остановка нагнетательных скважин

Комплексное управление режимами добывающих и нагнетательных скважин

- Циклическая закачка и отбор
- перераспределение закачки
- Регулирование пластового давления

Одновременная эксплуатация (закачка, отбор)

- Отключение пластов от отборов
- Раздельный отбор по пластам
- Раздельная закачка по пластам

Бурение эксплуатационных скважин за счет предусмотренного в проекте резерва

Уплотнение сетки скважин

Усиление системы отбора

- Перевод отдельных скважин под закачку
- Очаговое заводнение

Усиление системы заводнения

- Переход с законтурного на внутриконтурное заводнение
- Разрезание залежи на блоки
- Избирательное заводнение
- Переход к более интенсивной системе при площадном заводнении

Повышение продуктивных характеристик скважин

Увеличение степени вскрытия

- Проводка горизонтальных стволов
- Дополнительная перфорация
- Приобшение
- Очистка забоя от песчаных пробок

Обработка призабойной зоны пласта

- Тепловая
- Химическая
- Термохимическая
- Механическое воздействие

Классификация запасов месторождений нефти и газа

В соответствии с промышленными кондициями различают две группы запасов нефти и газа:

Балансовые – запасы, удовлетворяющие промышленным кондициям и горно-геологическим условиям эксплуатации (геологические запасы);

Забалансовые – запасы, выработка которых на данном этапе нерентабельна вследствие их малой величины, сложности условий эксплуатации, плохого качества нефти и газа или низкой производительности скважин.

По ***балансовым*** запасам нефти рассчитывают ***извлекаемые*** запасы.

По степени изученности месторождений запасы нефти и газа разделяются на категории А, В, С₁ и С₂.

Запасы категории А

К категории А относятся запасы, подсчитанные на площади, детально разведанной и оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа. Для подсчета запасов категории А должны быть хорошо известны геолого-промысловые параметры продуктивного пласта, его продуктивность, границы залежи, свойства нефти, газа и воды (по геолого-физическим результатам и результатам пробной и промышленной эксплуатации многих скважин). Запасы этой категории подсчитываются при разработке.

Запасы категории В

К категории В относятся запасы, подсчитанные на площади, промышленная нефтеносность или газоносность которой доказана скважинами с благоприятными промыслово-геофизическими показателями, при условии, что эти что эти скважины вскрыли пласт на разных гипсометрических отметках и в них получены промышленные притоки нефти. При подсчете запасов категории В должны быть приближенно изучены геолого-промысловая характеристика пласта, его продуктивность, контуры нефтегазоносности, свойства флюидов в степени, достаточной для проектирования разработки (т.е. в отдельных скважинах должна быть проведена пробная эксплуатация)

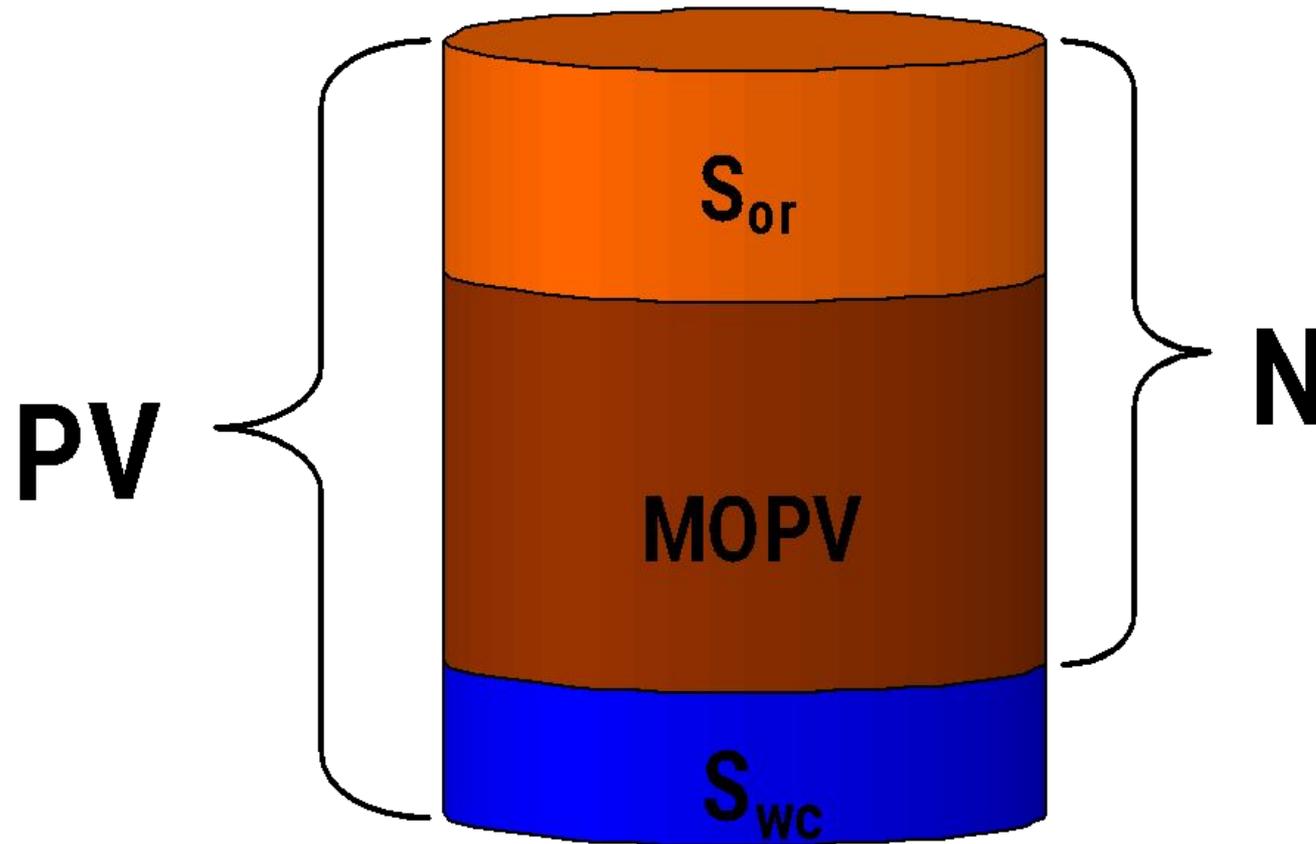
Запасы категории C_1

К категории C_1 относятся запасы залежей, условия залегания нефти и газа для которых установлены по результатам геолого-поисковых и поисково-геофизических работ, а подсчетные параметры оценены по данным промыслово-геофизических исследований в скважинах или по аналогии с близлежащими разведанными месторождениями сходного строения. Необходимым условием отнесения запасов к категории C_1 является получение промышленного притока нефти или газа в отдельных скважинах. По категории C_1 подсчитываются так же запасы на площадях, непосредственно примыкающих к залежам с более высокими категориями запасов, и в пластах, характеризующихся благоприятными в нефтеносном отношении промыслово-геофизическим показателям и расположенных в разрезе между промышленными запасами нефти и газа.

Запасы категории C_2

К категории C_2 относятся запасы нефти или газа всех типов ловушек, установленных достоверными для данной нефтегазоносной провинции методами геолого-геофизических исследований и характеризующихся на основе структурно-фациального анализа предполагаемым наличием коллекторов, которые перекрыты непроницаемыми породами и могут быть нефте- или газонасыщенными по аналогии с близлежащими хорошо изученными месторождениями. Сюда же относятся запасы нефти или газа в отдельных неразведанных тектонических блоках и пластах нефтяных месторождений, характеризующихся благоприятными геолого-физическими показателями.

Подсчёт запасов объёмным методом



Подсчёт запасов объёмным методом

$$PV = Ah\phi$$

$$N = PV \cdot (1 - S_{wc}) / B_o$$

$$N_{\text{извл}} = N \cdot KИИИ$$

Сжимаемости породы и флюидов

Сжимаемость породы

$$(0,3...2) \cdot 10^{-5} \text{ 1/атм}$$

Сжимаемость воды

$$(4...5) \cdot 10^{-5} \text{ 1/атм}$$

Сжимаемость нефти (зависит от количества растворённого газа)

$$(7...130) \cdot 10^{-5} \text{ 1/атм}$$

Эффективная сжимаемость (при $S_w = 0,2$)

$$(8,4...134) \cdot 10^{-5} \text{ 1/атм}$$

Выбор модели заводнения

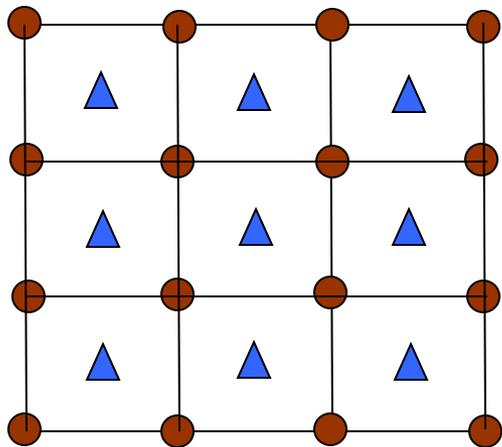
- **согласование выдержанности пласта и расстояния между скважинами;**
- **анизотропия пласта;**
- **абсолютная и относительная фазовая проницаемости;**
- **свойства флюида;**
- **угол падения пласта;**
- **начальная газонасыщенность;**
- **владелец прилегающих к выработке территорий/положения договора об аренде;**
- **ситуация с ценой на нефть.**

ЦЕЛЬ ЗАВОДНЕНИЯ

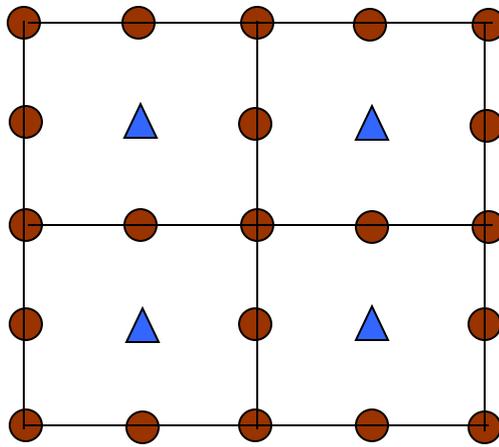
Зачем заводняют месторождения?

Месторождения заводняют для того, чтобы увеличить уровень добычи и КИН с целью оптимизации экономических показателей разработки месторождения.

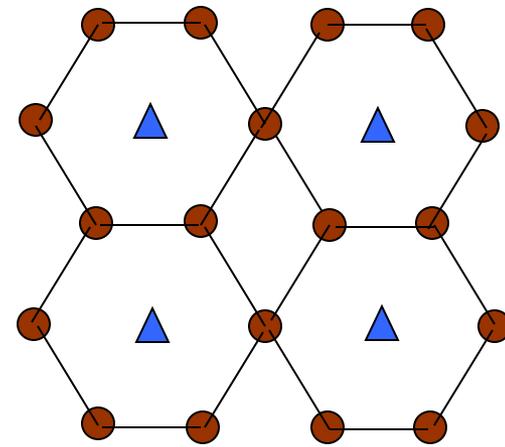
Основные модели заводнения



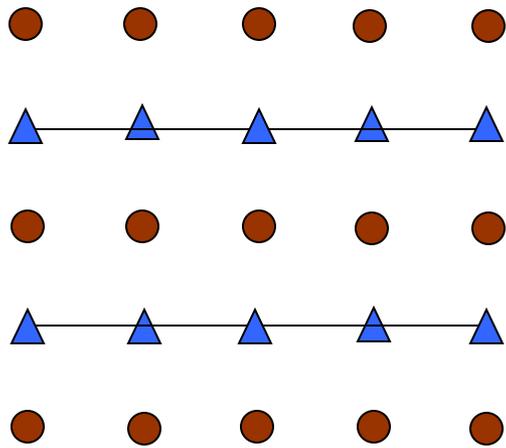
Пятиточечная



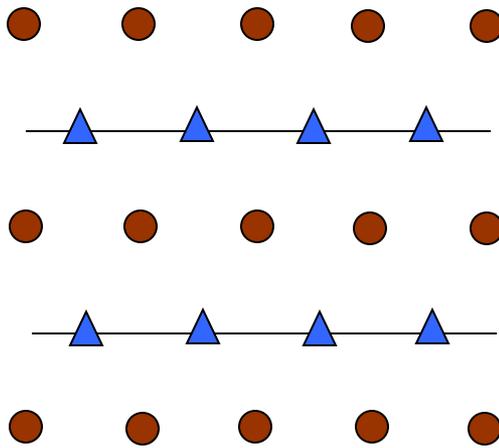
Девятиточечная



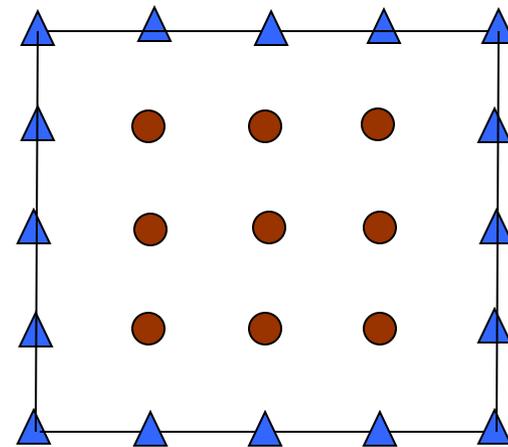
Семиточечная



Лобовая линейная рядная

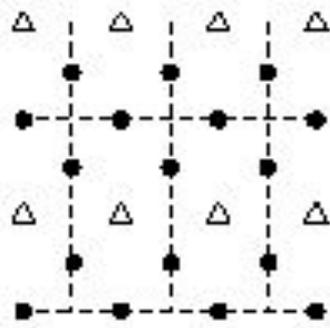


Шахматная рядная



Блочная

Дополнительные модели заводнения



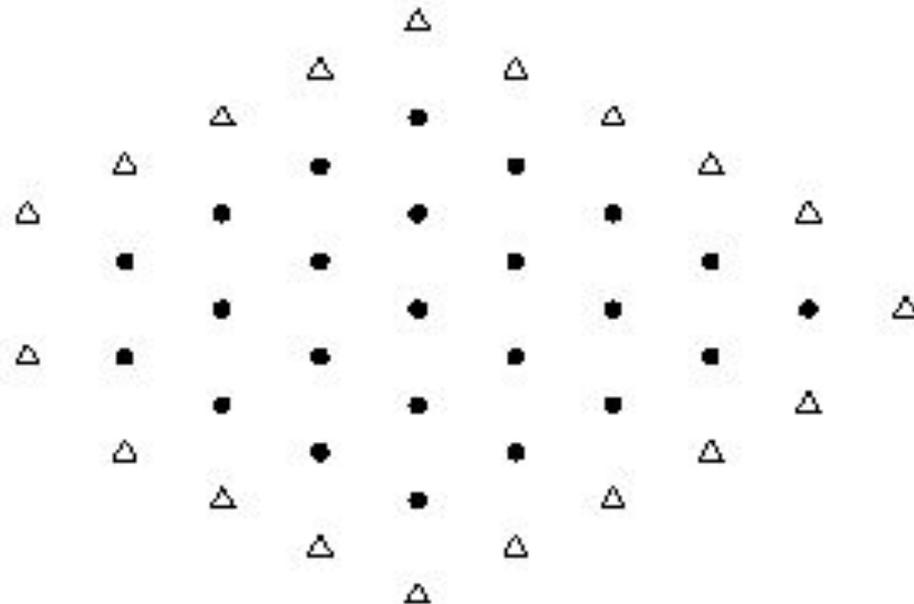
Трехрядная шахматная с тремя добывающими рядами $D_c / H_c = 3$



Двухточечная

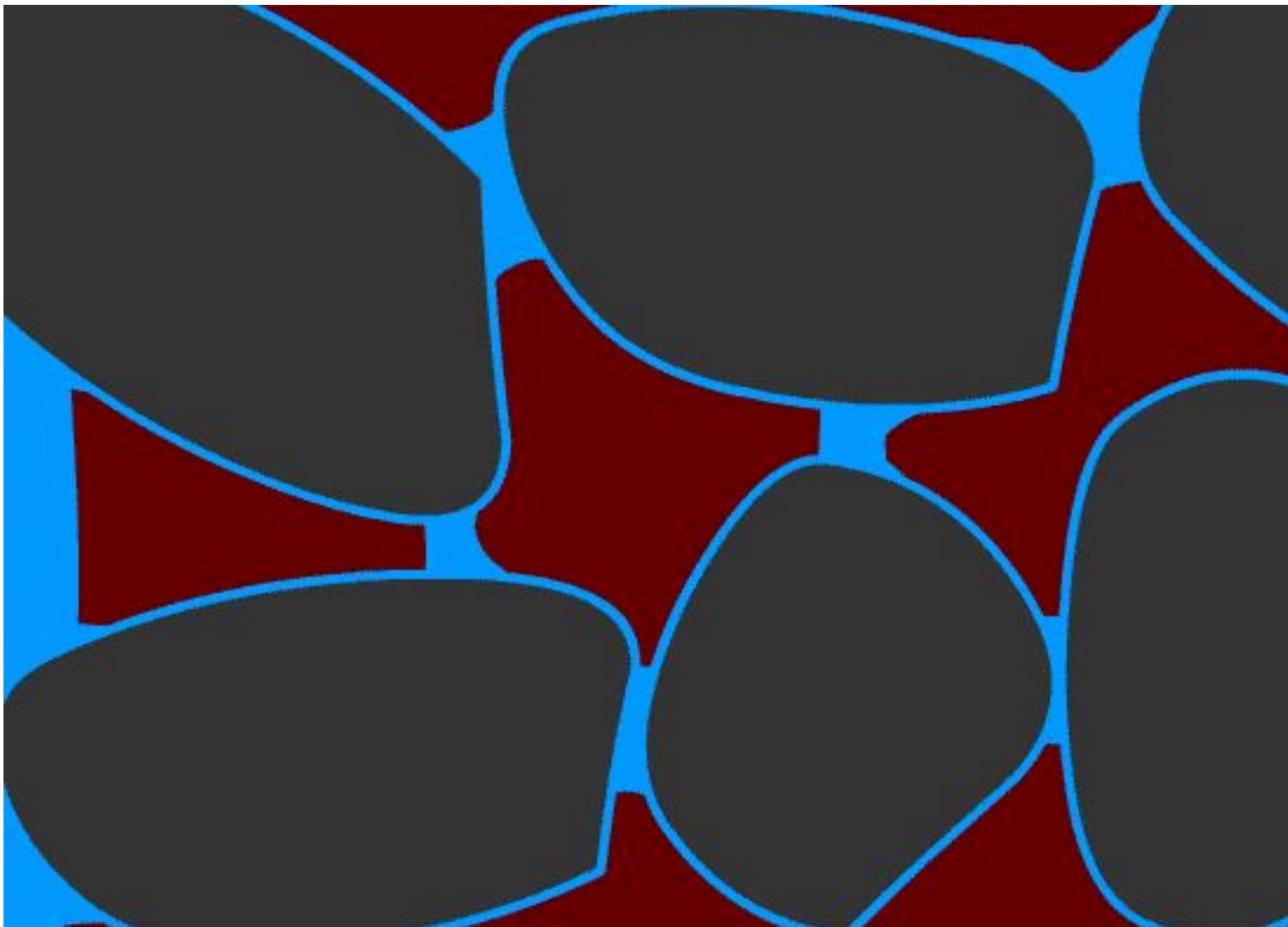
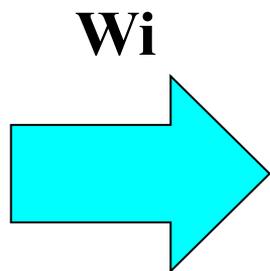


Трехточечная



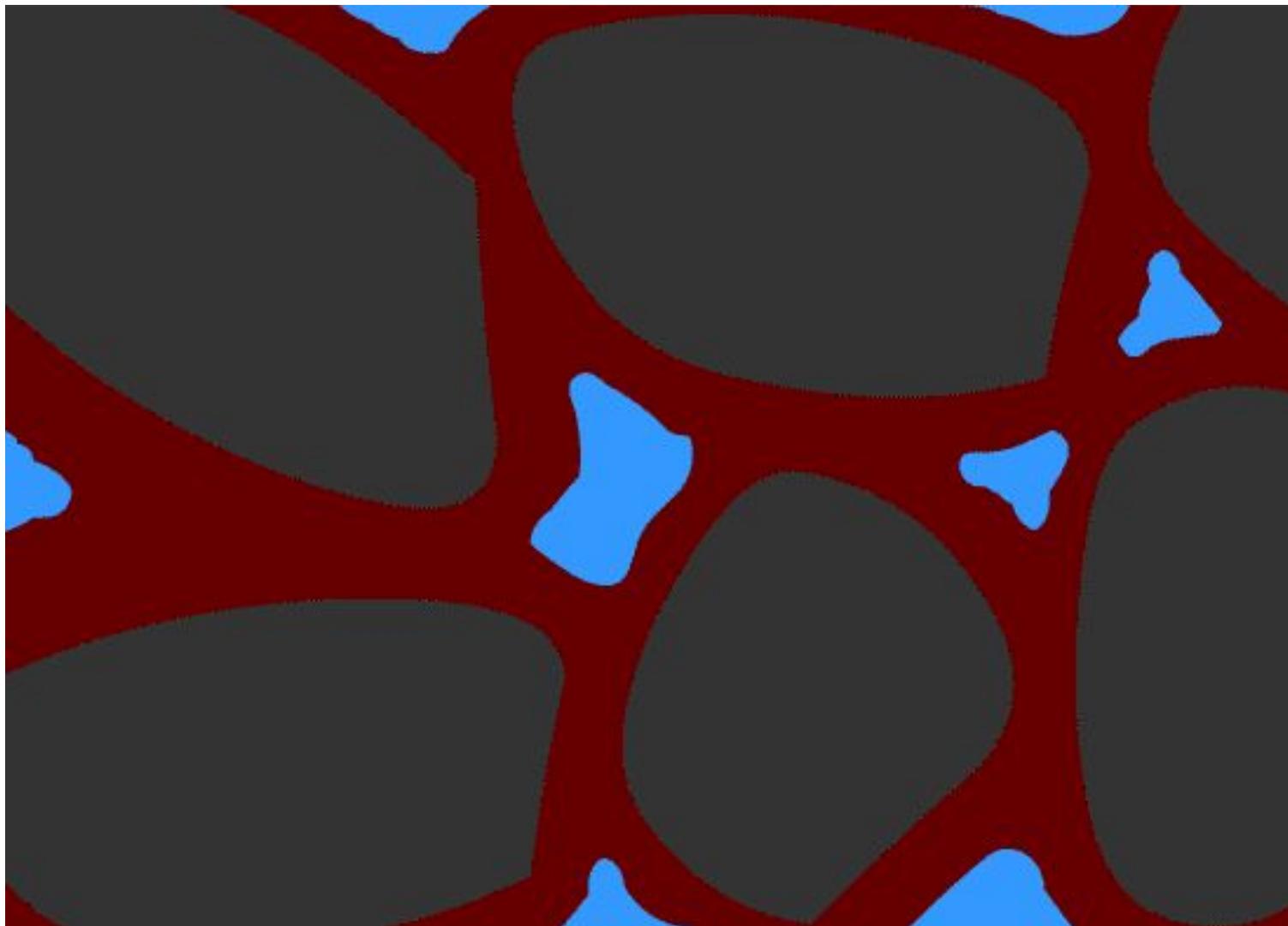
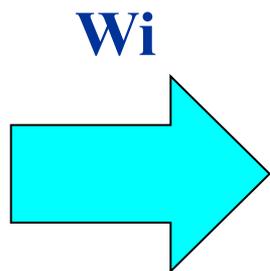
Законтурное заводнение

Влияние типа смачиваемости пород на процесс заводнения



Гидрофильная порода

Влияние типа смачиваемости пород на процесс заводнения



Гидрофобная порода