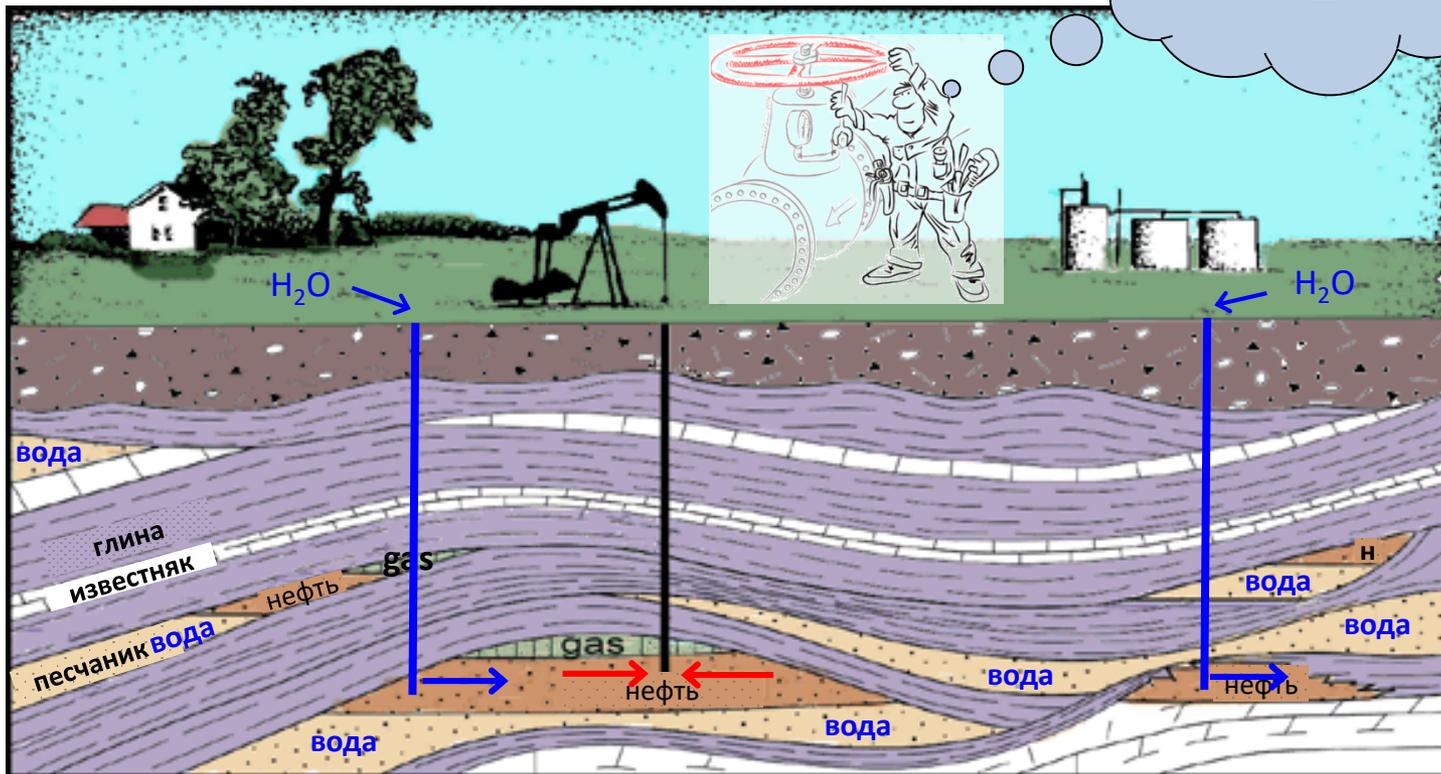
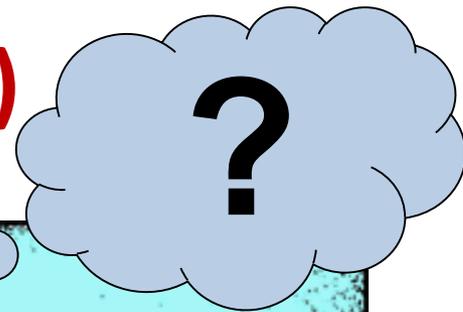


Нефте(газо)промысловая геология. Блок 4 (из 4)



Шатров Сергей Викторович, кандидат геол.-мин. наук; УУНиТ; 2024 г.

25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Понятие разработки месторождений НиГ

Разработка месторождений нефти и газа – совокупность технологических процессов, предназначенных для эффективного извлечения углеводородов из недр на поверхность – либо при использовании только естественной энергии пласта, либо с применением искусственного воздействия на него.

Составные элементы разработки месторождений:

1. Система разработки.
2. Строительство скважин.
3. Техника и технологии добычи жидкости и газа (насосы и другое оборудование).
4. Система поверхностного обустройства (сбор, подготовка, транспортировка).
5. Охрана недр и окружающей среды.

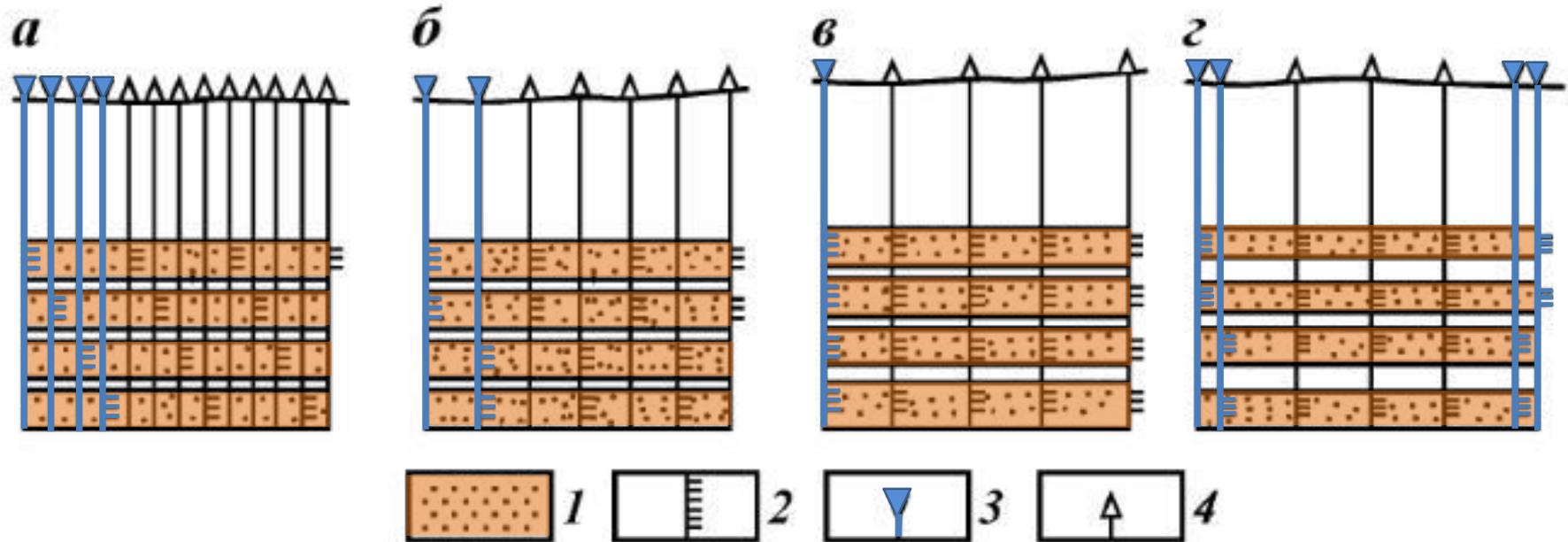
Система разработки – совокупность инженерных решений, определяющих:

- 1) объекты разработки (синоним: эксплуатационный объект);
- 2) количество, расположение, назначение и тип скважин (ННС или ГС);
- 3) наличие воздействия на пласты (система ППД, методы интенсификации и увеличения нефтеотдачи);
- 4) последовательность и темпы разбуривания месторождения;
- 5) контроль и регулирование процесса разработки.

Объект разработки (эксплуатационный объект) – один или несколько пластов, вскрытых единой сеткой скважин для совместной эксплуатации

Иллюстрация выделения объектов разработки

Варианты выделения эксплуатационных объектов при наличии четырех продуктивных пластов



а – четыре однопластовых объекта; **б** – два двухпластовых объекта;
в – один четырёхпластовый объект; **г** – промежуточный случай,
 один четырёхпластовый объект с отдельным нагнетанием воды в пласты.

1 – пласт-коллектор; **2** – интервал перфорации.
 Скважины: **3** – нагнетательные, **4** – добывающие.

Принципы выделения объектов разработки (1/2)

Объединение в один объект как можно большего числа пластов на первый взгляд всегда представляется выгодным, поскольку при таком объединении потребуется **меньше скважин** для разработки месторождения в целом. При этом дебит каждой скважины будет выше за счёт совместной работы нескольких пластов.

Однако чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически труднее осуществлять **контроль** за перемещением разделов нефти и вытесняющего её агента в отдельных пластах и пропластках, труднее осуществлять **раздельное воздействие** на пропластки и извлечение из них нефти и газа. Ухудшение условий управления разработкой месторождения ведёт к уменьшению нефтеотдачи и в конечном счёте к ухудшению технико-экономических показателей.

Возвратным объектом разработки называют один или несколько продуктивных пластов, на которые осуществляется перевод («возврат») эксплуатационных скважин после окончания выработки нижележащего объекта разработки. Таким образом, два разных объекта могут разрабатываются единой сеткой скважин, но не одновременно, а последовательно во времени, что снимает проблему контроля и регулирования. Как правило, возвратными объектами назначают низкопродуктивные пласты, неспособные окупить отдельную сетку скважин, но при этом не могущие эффективно разрабатываться совместно с пластом или пластами других объектов.

Принципы выделения объектов разработки (2/2)

- 1) Объединяемые для совместной разработки пласты должны принадлежать единому этажу нефтеносности, что предопределяет их расположение на близких глубинах, небольшие различия в начальном пластовом **давлении и температуре** и т.д.;
- 2) **природные режимы** пластов должны быть одинаковыми;
- 3) пласты должны быть идентичными **по литологии и типу коллекторов** во избежание различий в характере перемещения жидкости в пластах с разной структурой пустотного пространства, в степени разрушения прискважинной зоны пластов при эксплуатации скважин и т.д.;
- 4) желательно, чтобы пласты мало различались **по проницаемости и неоднородности**, что способствует приемистости всех пластов в нагнетательных скважинах и притоку нефти из всех пластов при общем забойном давлении;
- 5) **вязкость нефти** в пластовых условиях должна быть в объединяемых пластах одинаковой [точнее, не отличаться слишком сильно – С.Ш.], что обеспечивает общие закономерности процесса вытеснения нефти;
- 6) между выделяемыми эксплуатационными объектами должны иметься надежные **разделы из непроницаемых пород** во избежание перетоков жидкости между соседними по разрезу объектами;
- 7) нефть пластов должна иметь одинаковые **товарные качества** во избежание смеси нефтей, требующих разной технологии промысловой подготовки и переработки (например, нельзя объединять пласты с сернистой и бессернистой нефтью);
- 8) эксплуатационный объект должен иметь значительные запасы на единицу своей площади (**удельные запасы**) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин.

Государственное регулирование разработки

В РФ недра являются **государственной собственностью**. Каждое месторождение нефти и газа разрабатывается в соответствии с **проектным документом**, который недропользователь (нефтяная компания) обязан представить на утверждение в Федеральное агентство по недропользованию – Роснедра.

Интерес государства – максимальная выработка запасов, т.к. доход государства (от УВС) складывается из налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налога на добавленный доход от добычи УВ сырья (НДД, с 2019 г) и экспортной пошлины.

Интерес недропользователя – максимальная прибыль. Таким образом, применительно к нерентабельной (или низкорентабельной) части запасов – залежам или зонам залежей, характеризующимся низкой проницаемостью, низкими эффективными н/н толщинами – эти интересы не совпадают.

Проектным документом устанавливаются не только статическая система разработки, но также годовые уровни добычи и закачки, динамика фонда добывающих и нагнетательных скважин, а также другие **технологические показатели разработки**. Отклонения от утверждённых проектных показателей допускаются только в ограниченном объёме. При наличии значительных отклонений недропользователь обязан представить на утверждение актуализированную версию проектного документа. Неустранение нарушений влечёт за собой штрафы. В предельном случае может быть аннулирована лицензия, дающая недропользователю право вести разработку месторождения.

(Запасы также подлежат утверждению в Роснедрах; ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, ЦКР – центральная комиссия по разработке.)

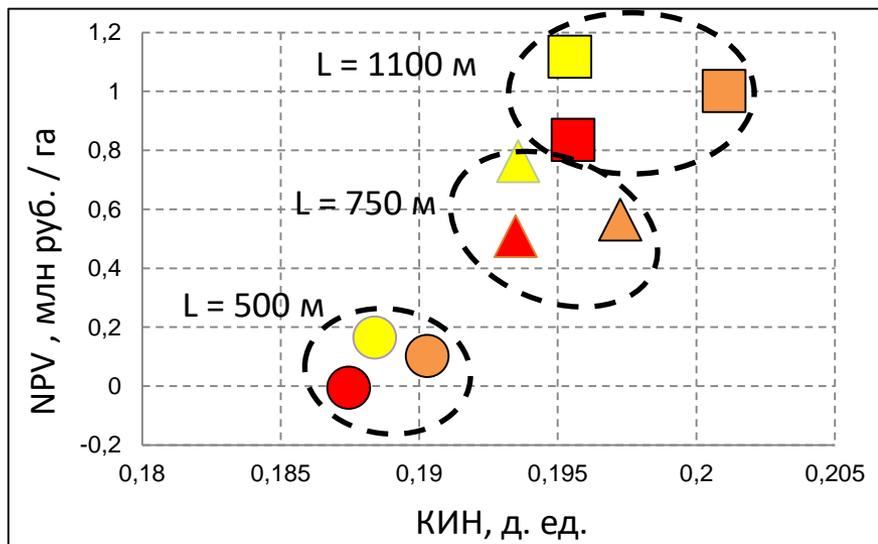
Выбор системы разработки

Рациональной называют систему разработки, реализация которой обеспечивает потребности в нефти (газе) и **наиболее полное извлечение** из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов **при благоприятных экономических показателях**. (Чоловский и др., 2006, стр. 311.)

«Рациональная система разработки – система разработки, которая может удовлетворять потребности страны в нефти **при наименьших суммарных затратах** и **с возможно минимальными потерями нефти**». (Крылов А.П., Проектирование разработки нефтяных месторождений: принципы и методы. 1962.)

«Рациональной называют систему разработки, которая обеспечивает потребности страны в нефти (газе) и **возможно более полное извлечение** из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов **при наименьших затратах**». (Иванова и др., НГПГ и геол. основы разработки МНУГ. 1985.)

Пример выбора системы разработки на основе диаграммы NPV vs. КИН



(NPV – показатель экономической эффективности проекта; русский термин ЧДД – чистый дисконтированный доход.)

- рядная с добыв. ГС (МГРП), L=1100 м
- ▲ рядная с добыв. ГС (МГРП), L=750 м
- рядная с добыв. ГС (МГРП), L=500 м
- рядная с добыв. ГС (МГРП) и нагнет. ГС (МГРП), L=1100 м
- ▲ рядная с добыв. ГС (МГРП) и нагнет. ГС (МГРП), L=750 м
- рядная с добыв. ГС (МГРП) и нагнет. ГС (МГРП), L=500 м
- рядная с доб. ГС (МГРП) с нагн. ГС, L=1100 м
- ▲ рядная с доб. ГС (МГРП) с нагн. ГС, L=750 м
- рядная с доб. ГС (МГРП) с нагн. ГС, L=500 м

Оптимальный вариант – ■
рядная с ГС 1100 м с МГРП, ПСС = 36 га

Ключевые параметры системы разработки

1. **Плотность сетки скважин** S_C — площадь объекта разработки, приходящаяся на одну скважину. Если площадь нефтеносности месторождения равна S , а число добывающих и нагнетательных скважин на месторождении n , то $S_C = S / n$. Обычно S_C указывается в гектарах (1 га = 10 000 м²).

[Называется «плотностью», но чем **выше** значение S_C , тем **ниже** плотность сетки. И ещё момент: обычно при вычислении данного показателя берут *суммарное* количество скважин — как добывающих, так и нагнетательных, — но иногда учитывают *только добывающие* скважины, что может приводить к путанице — С.Ш.]

2. **Удельные извлекаемые запасы** нефти на скважину $N_{из}$ — отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин.

3. ω — **отношение числа нагнетательных скважин** $N_{НАГ}$ к числу добывающих скважин $N_{ДОБ}$. Этот параметр характеризует *интенсивность системы заводнения*.

4. ω_p — **отношение числа резервных скважин** к числу добывающих скважин основного фонда. Резервные скважины бурят с целью вовлечения в разработку зон пласта, не охваченных разработкой вследствие особенностей геологического строения пласта, выявившихся в процессе его разбуривания (литологическая неоднородность, тектонические нарушения и т.д.).

Кроме указанных параметров, используют ряд других показателей: расстояние между рядами скважин, расстояние между скважинами в ряду, ширина блока и др.

Обозначения (ω и др.) запоминать не обязательно, только названия параметров.

Типы скважин (1/2)

Опорные скважины бурят для изучения геологического строения крупных регионов с целью установления общих закономерностей залегания горных пород и выявления возможностей образования в этих породах месторождений нефти и газа. Глубина – до фундамента или до технически возможной.

Параметрические скважины бурят для изучения геологического строения и выявления наиболее перспективных районов для детальных геолого-поисковых работ. Глубина – до фундамента или до технически возможной.

Структурные скважины бурят на малую глубину (до 300 – 600 м) с целью поиска структур, перспективных для глубокого разведочного бурения. Возможное наличие структур определяется по повторяющим их очертания верхним маркирующим горизонтам (в предположении унаследованного по разрезу структурного плана). Скважины имеют небольшой диаметр (73 – 114 мм), поскольку с их помощью не предусматривается вскрытие и испытание продуктивных пластов.

Поисково-оценочные (поисковые) скважины проектируются по данным геофизических работ (обычно СРР-3D, иногда СРР-2D) для выяснения наличия или отсутствия залежей нефти и газа на новых площадях либо для выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях. Глубина – до нижнего поискового объекта (в котором предполагается наличие залежи).

Разведочные скважины бурятся для доразведки и оконтуривания уже открытых залежей нефти и газа с целью подготовки их к разработке. Глубина – до нижнего разведываемого объекта (т.е. до нижней уже открытой залежи).

Типы скважин (2/2)

Эксплуатационные скважины бурят на полностью разведанном и подготовленном к разработке месторождении. В данную категорию входят добывающие и нагнетательные скважины (иногда к числу эксплуатационных относят также контрольные и специальные скважины).

Добывающие скважины бурят для добычи нефти, газа и попутной воды.

Нагнетательные скважины бурят для организации закачки в эксплуатационный пласт воды, газа или других рабочих агентов вытеснения в целях поддержания пластового давления (а также для добычи УВС в период отработки).

Контрольные скважины (наблюдательные и пьезометрические) бурят для контроля за разработкой залежей – за изменением положения ВНК, ГНК, ГВК, за изменением пластового давления, нефтенасыщенности пласта, а также за изменением других параметров в процессе разработки залежи.

Специальные скважины бурят для взрывных работ при сейсмических методах поисков и разведки месторождения, для разведки и добычи воды, для сброса промышленных вод в непродуктивные поглощающие пласты, для подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, для ликвидации открытых фонтанов нефти и газа и для других целей.

(Иногда выделяют отдельную категорию *оценочных* скважин, причём в составе эксплуатационных. Но это устаревшая классификация 1984-го года.)

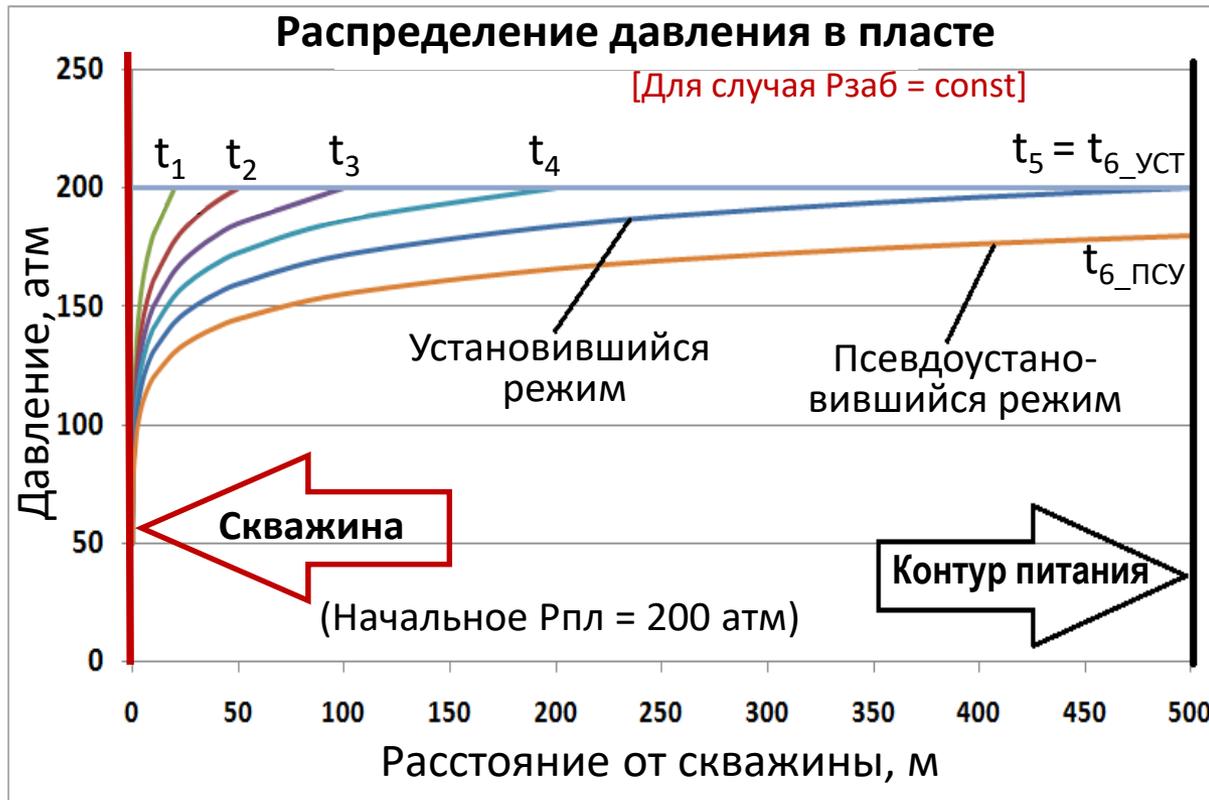
25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Режимы притока жидкости в скважину (1/2)

Существует три режима притока пластовой жидкости в скважину:

1) Неустановившийся (Переходный); 2) Псевдоустановившийся; 3) Установившийся.

Неустановившийся режим – относительно короткий период распространения воронки депрессии в пласте от скважины до контура питания. На графике показаны профили давления как функции расстояния от скважины в моменты t_1 , t_2 , t_3 и t_4 . В момент t_5 импульс от запуска скважины [либо от её остановки, либо от изменения дебита скважины]



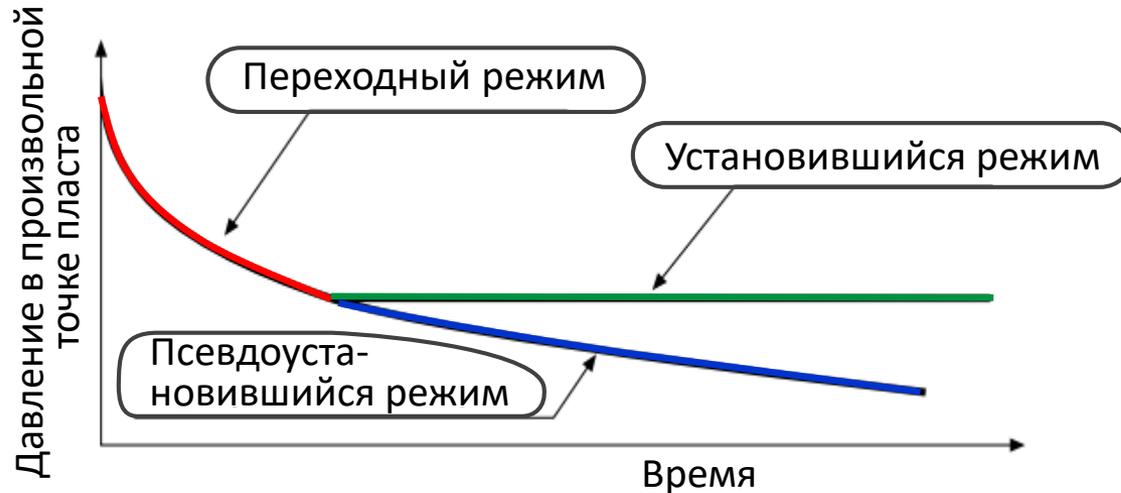
достигает контура питания. Если это закрытая граница, то давление начинает равномерно снижаться во всех точках пласта. Это **псевдоустановившийся** режим (профиль $t_{6_псу}$). Если же на границе поддерживается постоянное давление за счёт притока извне, компенсирующего добычу скважины, то профиль давления стабилизируется. Это **установившийся** режим (профиль $t_{6_уст} = t_5$).

Режимы притока жидкости в скважину (2/2)

Существует три режима притока пластовой жидкости в скважину:

1) Неустановившийся (Переходный); 2) Псевдоустановившийся; 3) Установившийся.

На графике показан не профиль давления, а процесс снижения давления во времени:



Каждый режим проявляется в разное время после ввода скважины в эксплуатацию и для различных граничных условий:

1) **Неустановившийся** — внешняя граница пласта не оказывает влияния, поток ведет себя как в безграничной среде; $\partial p / \partial t = f(r, t)$

2) **Псевдоустановившийся** — скважина дренирует площадь, ограниченную непроницаемым барьером; давление на внешней границе снижается с постоянной скоростью (при постоянном дебите); $\partial p / \partial t = \text{const}$;

3) **Установившийся** — давление на внешней границе (а также в любой другой точке дренируемой области) остается постоянным $\partial p / \partial t = 0$; $\partial q / \partial t = 0$.

Дебит скважины при установившемся режиме (1/3)

Для **линейной** фильтрации жидкости через выделенный объём (образец) породы справедлив **закон Дарси**:

$$Q = \frac{k (P_1 - P_2)}{\mu L} \cdot S$$

Q – объёмный расход флюида (дебит), см³/с;
k – эфф. проницаемость пористой среды, Д;
μ – динамическая вязкость флюида, спз;
(P₁ – P₂) – перепад давления, атм;
L – длина образца пористой среды, см;
S – площадь фильтрации, см².

Для расчёта дебита скважины (ННС) удобнее цилиндрическая система координат. Поток жидкости пересекает поверхность цилиндра толщиной dr .

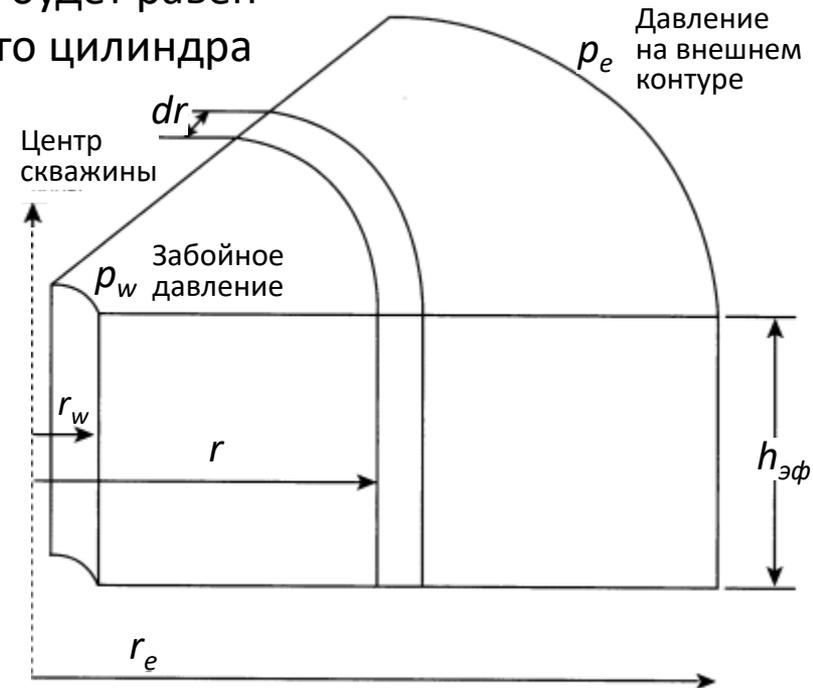
Массовый расход входящего в цилиндр флюида будет равен массовому расходу на выходе. Запишем для этого цилиндра закон Дарси. При этом учтём следующее:

- 1) если $dr \rightarrow 0$, то $(P_1 - P_2)/L \rightarrow \partial p / \partial r$;
- 2) площадь поверхности $S = 2\pi r h$. Тогда:

$$Q = \frac{k \cdot 2\pi r h}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \Rightarrow \partial p = \frac{Q\mu}{2\pi k r h} \cdot \frac{\partial r}{r} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \int_{p_w}^{p_e} \partial p = \frac{Q\mu}{2\pi k h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{\partial r}{r} \Rightarrow p_e - p_w = \frac{Q\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

$$\Rightarrow Q = \frac{2\pi k h (p_e - p_w)}{\mu \ln(r_e / r_w)}$$



Где выше скорость потока?

Дебит скважины при установившемся режиме (2/3)

Итак, мы выразили дебит через параметры пласта, жидкости и перепад давления между внешним контуром дренирования (p_e) и забойным давлением в скважине (p_w):

$$Q = \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)}$$

На практике, однако, оценить давление на контуре (p_e) значительно сложнее, чем оценить по данным ГДИС **среднее** пластовое давление \bar{p} дренируемого объёма. Поэтому необходимо выразить Q через $(\bar{p} - p_w)$. Опуская детали (вычисления см., например, по ссылке*), представим готовое выражение для \bar{p} :

$$\bar{p} = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} p(r) r \partial r$$

Уравнение для Q
перепишем так: $p_e = p(r) = p_w + \frac{Q\mu \ln(r/r_w)}{2\pi kh}$

Тогда:

$$\bar{p} = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} \left(p_w + \frac{Q\mu \ln(r/r_w)}{2\pi kh} \right) r \partial r = \frac{2}{r_e^2} \left(p_w \left(\frac{r_e^2}{2} - \frac{r_w^2}{2} \right) + \frac{Q\mu}{2\pi kh} \int_{r_w}^{r_e} r \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \partial r \right)$$

$$\rightarrow \bar{p} - p_w = \frac{Q\mu}{\pi kh \cdot r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \partial r \rightarrow \bar{p} - p_w = \frac{2Q\mu}{\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right) \rightarrow$$

$$\rightarrow Q = \frac{2\pi kh(\bar{p} - p_w)}{\mu(\ln(r_e/r_w) - 0,5)}$$

Дебит скважины при установившемся режиме (3/3)

Итак, мы получили формулу для дебита вертикальной скважины на установившемся режиме:

$$Q = \frac{2\pi k h (\bar{p} - p_w)}{\mu (\ln(r_e/r_w) - 1/2)}$$

Здесь следующие размерности параметров: $[Q] = \text{см}^3/\text{сек.}$; $[k] = \text{Д}$ (Дарси); $[h] = \text{см}$.
 Чтобы перевести дебит в $\text{м}^3/\text{сут.}$, делим правую часть на 10^6 и умножаем на $(3600 \cdot 24)$.
 Чтобы перевести проницаемость в мД, делим правую часть на 1000.
 Чтобы перевести толщину в метры, умножаем правую часть на 100.

$$2\pi / 10^6 \cdot 3600 \cdot 24 / 1000 \cdot 100 = 0,054 = 1/18,42$$

Кроме того, дебит принято выражать в *поверхностных* объёмах, так что учтём в знаменателе объёмный коэффициент B . (Для перевода в тонны необходимо ещё умножить правую часть на плотность, но пока что оставим дебит в кубометрах.)

$$Q_{\text{уст}} = \frac{k h (\bar{p} - p_w)}{18,42 \mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)}$$

Внимание! В литературе, презентациях и расчётных файлах **очень** распространена ошибочная константа 18,41 вместо 18,42. В том числе в указанной выше книге Д. Уолкотта (возможно, она и является первоисточником). Парадоксально, что нелепая ошибка оказалась настолько живучей. С опровержением можно ознакомиться здесь: www.petroleumengineers.ru/node/14141.

Дебит скважины при псевдоустановившемся режиме

Схожим образом выводится формула для дебита на псевдоустановившемся режиме, отличающиеся граничные условия приводят к появлению в знаменателе другой константы – 0,75 вместо 0,5:

$$Q_{\text{пс}} = \frac{kh(\bar{p} - p_w)}{18,42 \mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right)}$$

Применительно к обеим формулам следует иметь в виду, что не только вязкость и объёмный коэффициент в знаменателе, но и проницаемость k относятся к конкретному флюиду: либо нефти, либо воде, либо жидкости. Соответственно, в первых двух случаях это должны быть либо μ_n , B_n и *фазовая* проницаемость k_n , либо μ_v , B_v и *фазовая* проницаемость k_v ; в третьем же случае – удобнее не осреднять значения этих параметров, а отдельно посчитать дебиты воды и нефти и сложить их.

Значения фазовых проницаемостей (как им и полагается) зависят от локального значения водонасыщенности коллектора K_v непосредственно в районе скважины. Если в скважину поступает совместный приток из пластов или пропластков, характеризующихся разными значениями K_v , то, строго говоря, к каждому из них формула должна быть применена отдельно.

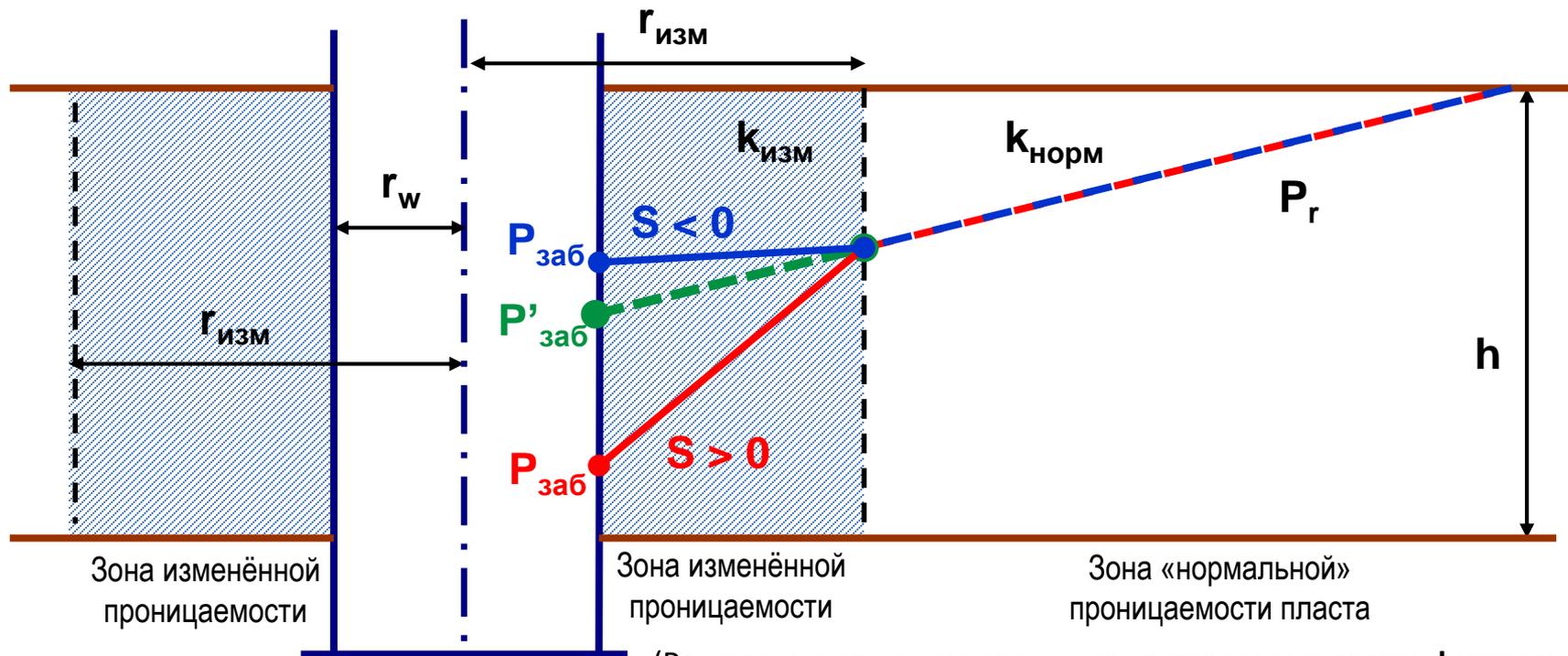
Поскольку в России дебит нефти, воды и жидкости обычно выражается не в кубах, а в тоннах, то в числитель необходимо добавить соответствующую **плотность**.

По этим же формулам можно рассчитать приемистость нагнетательной скважины (т.е. суточный объём или тоннаж закачиваемой воды). Ведь вся физика остаётся в силе, просто $\bar{p} < p_w$, так что поток Q становится отрицательным – из скважины в пласт.

Скин-фактор S (1/2)

В призабойной зоне нередко имеет место изменение фильтрационных свойств пласта относительно его первоначальных свойств, сохраняющихся на удалении от скважины. Возможные причины: 1) кольтмирование буровым раствором; 2) осаждение солей из-за несовместимости пластовой и нагнетаемой воды; 3) разрушение естественного цемента пласта и вынос его в призабойную зону; 4) гидроразрыв пласта; 5) проведение кислотных обработок.

Первые три фактора ведут к **ухудшению** фильтрации, 4-й и 5-й – к её **улучшению**. В результате эта зона характеризуется либо **более высоким**, либо **более низким** градиентом давления (чем он был бы при отсутствии этого изменения).



(Расстояния от оси скважины представлены в **логарифмическом** масштабе, поэтому графики давления – прямые)

Скин-фактор S (2/2)

Если $k_{изм} < k_{норм}$, то при **Рзаб** скважина даёт такой же дебит, какой при отсутствии изменённой зоны был бы получен при более высоком **Р'заб**. Таким образом, в этом случае «теряется» часть депрессии.

Если $k_{изм} > k_{норм}$, то при **Рзаб** скважина даёт такой же дебит, какой при отсутствии изменённой зоны был бы получен при более низком **Р'заб**. Т.е. в этом случае фактический дебит оказывается выше, чем «должен был бы быть» при данном ΔP .

Внесём в формулу соотв. поправку:

$$Q = \frac{kh (\bar{p} - p_w - \Delta p_{skin})}{18,42 \mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - C_{режима} \right)}$$

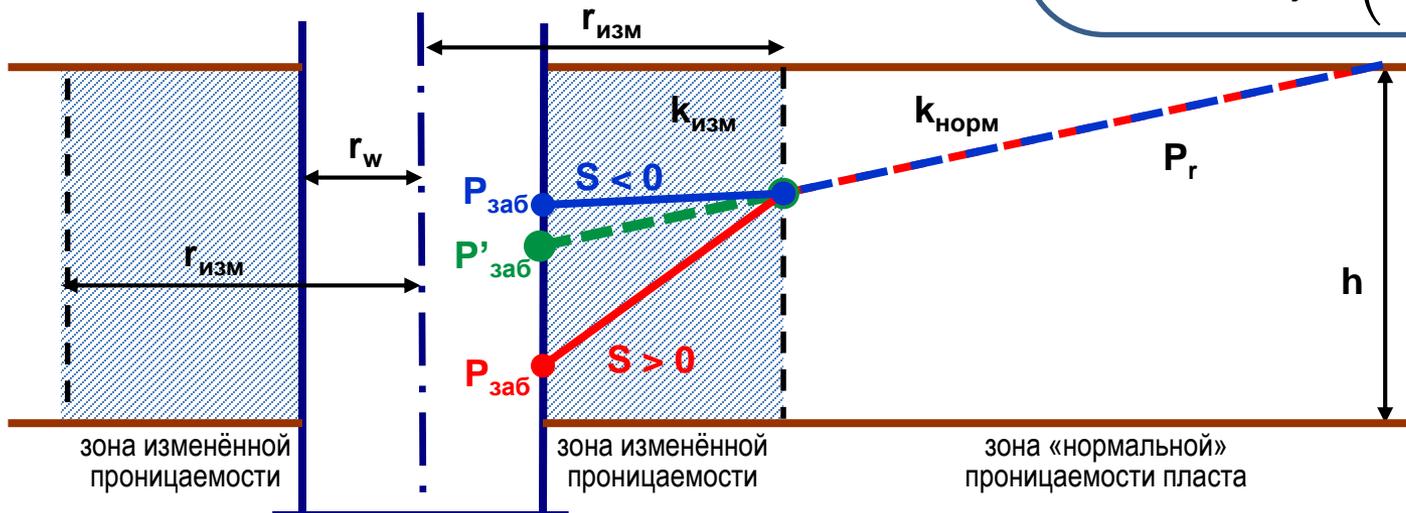
$C_{режима} -$
0,50 или 0,75

Затем введём безразмерный фактор S:

$$S = \frac{kh \Delta p_{skin}}{18,42 Q \mu B}$$

Выразив в 1-й формуле Δp_{skin} через S, получаем:

$$Q = \frac{kh (\bar{p} - p_w)}{18,42 \mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - C_{реж} + S \right)}$$



Чувствительность дебита к параметрам (1/2)

(Произвольный набор значений параметров)

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_{пл} - P_{заб})}{18.42\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100*(250-50)}{18.42*1*1.228* \left[\ln\left(\frac{500}{0.108}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 114 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Влияние произведения kh

K*h	Kh	100	75	50
Пластовое давление (атм)	P_r	250	250	250
Забойное давление (атм)	P_{wf}	50	50	50
Радиус дренирования (м)	r_e	500	500	500
Радиус скважины (м)	r_w	0,108	0,108	0,108
Вязкость нефти (сПз)	μ_o	1,01	1,01	1,01
Объёмный коэф-т (м ³ /м ³)	B_o	1,228	1,228	1,228
Скин-фактор	S	0	0	0
Дебит нефти (м ³ /сут)	q_o	114	85,5	57
Изменение дебита (%)			-25	-50

Влияние депрессии

Kh	100	100	100
P_r	250	250	250
P_{wf}	50	100	200
r_e	500	500	500
r_w	0,108	0,108	0,108
μ_o	1,01	1,01	1,01
B_o	1,228	1,228	1,228
S	0	0	0
q_o	114	85,5	28,5
		-25	-75

Влияние вязкости

Kh	100	100	100
P_r	250	250	250
P_{wf}	50	50	50
r_e	500	500	500
r_w	0,108	0,108	0,108
μ_o	1,01	3	10
B_o	1,228	1,228	1,228
S	0	0	0
q_o	114	38	11,4
		-67	-90

Эти параметры входят в формулу в качестве множителей, поэтому изменение дебита пропорционально изменению любого из них (правда, здесь мы варьируем $P_{заб}$, а не ΔP). Проницаемость и толщина часто рассматриваются именно в качестве произведения, но отмеченное выше, конечно, относится и к каждому из них в отдельности.

Чувствительность дебита к параметрам (2/2)

Влияние радиуса дренирования

K^*h	Kh	100	100	100
Пластовое давление (атм)	P_r	250	250	250
Забойное давление (атм)	P_{wf}	50	50	50
Радиус дренирования (м)	r_e	500	350	250
Радиус скважины (м)	r_w	0,108	0,108	0,108
Вязкость нефти (сПз)	μ_o	1,01	1,01	1,01
Объёмный коэф-т (m^3/m^3)	B_o	1,228	1,228	1,228
Скин-фактор	S	0	0	0
Дебит нефти ($m^3/сут$)	q_o	114	120	125
Изменение дебита (%)			5	10

Влияние скин-фактора

K^*h	Kh	100	100	100
Пластовое давление (атм)	P_r	250	250	250
Забойное давление (атм)	P_{wf}	50	50	50
Радиус дренирования (м)	r_e	500	500	500
Радиус скважины (м)	r_w	0,108	0,108	0,108
Вязкость нефти (сПз)	μ_o	1,01	1,01	1,01
Объёмный коэф-т (m^3/m^3)	B_o	1,228	1,228	1,228
Скин-фактор	S	0	10	-4,5
Дебит нефти ($m^3/сут$)	q_o	114	50	275
Изменение дебита (%)			-57	141

Как было отмечено ранее, положительный **скин-фактор** снижает дебит, а отрицательный – увеличивает (обычно это ГРП).

Уменьшение **радиуса дренирования** в 2 раза увеличивает дебит всего на 10%. Таким образом, радиус (площадь) контура питания не оказывает на дебит большого влияния.

Зато площадь контура питания имеет огромное влияние на **удельные запасы** скважины и, соответственно, на её прогнозную накопленную (т.е. суммарную за все годы работы) добычу.

Какие из параметров доступны управлению?

$$\text{Итак, } Q_H = \frac{k_H h (\bar{p} - p_w)}{18,42 \mu_H B_H \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - C_{\text{реж}} + S \right)}$$

А какими из этих параметров **можно управлять**, чтобы повысить дебит нефти?

Напрямую – **забойным давлением** (насосы, газлифт), **пластовым давлением** (через систему ППД – поддержания пластового давления), **радиусом дренирования** (выбирая плотность сетки скважин), **скин-фактором** (проводя ГРП, а также обработку призабойной зоны).

Кроме того, с помощью термических методов воздействия на пласт можно снижать **вязкость нефти** (но это дорого!).

Проницаемость и толщина – даны природой. Впрочем, и здесь существуют нюансы: в трещиноватом коллекторе снижение пластового давления может приводить к закрытию трещин и снижению проницаемости. А благодаря ГРП к работе могут приобщаться дополнительные пропластки, тем самым повышая работающую толщину коллектора.

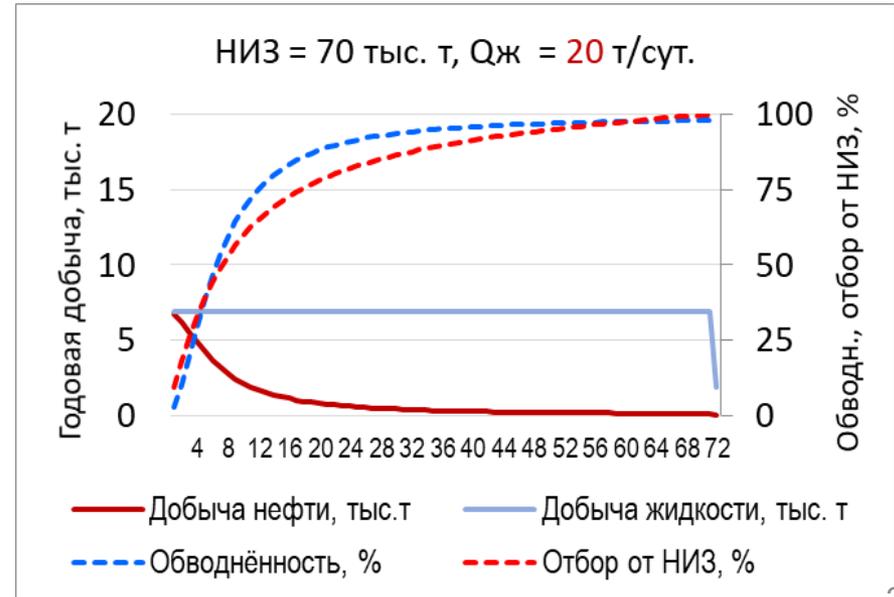
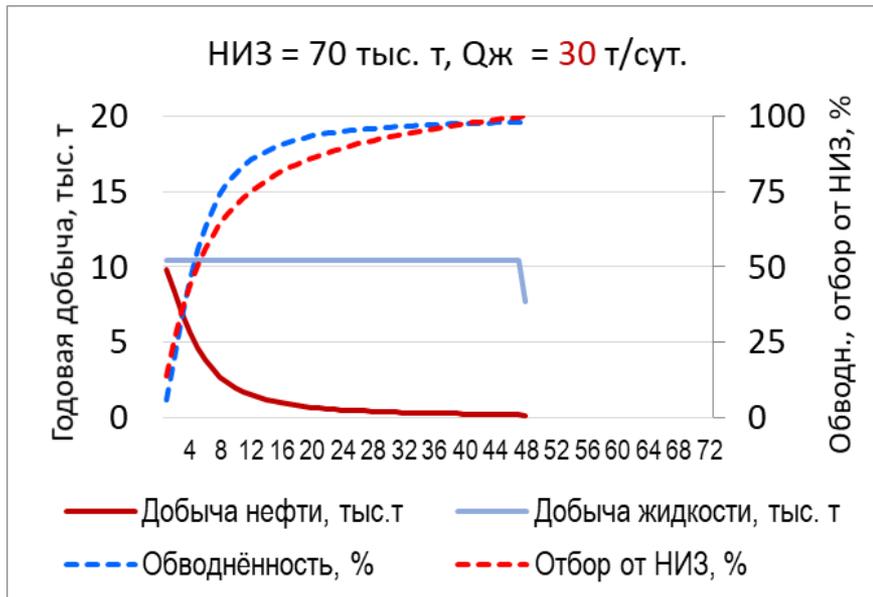
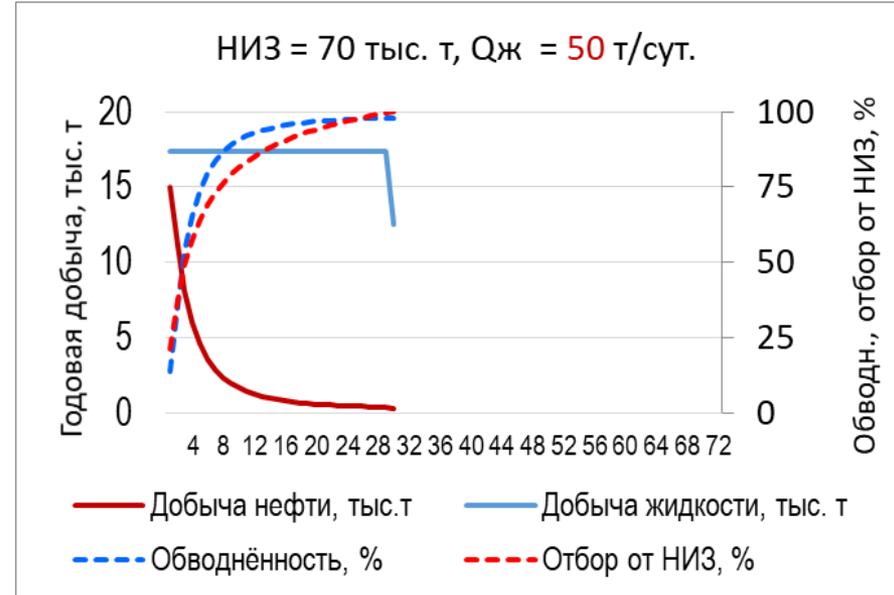
25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Характеристика вытеснения (1/2)

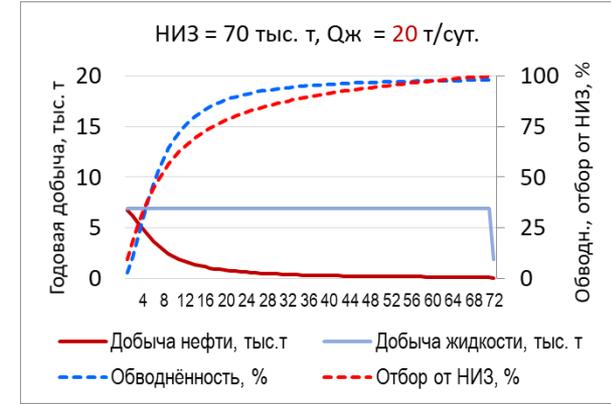
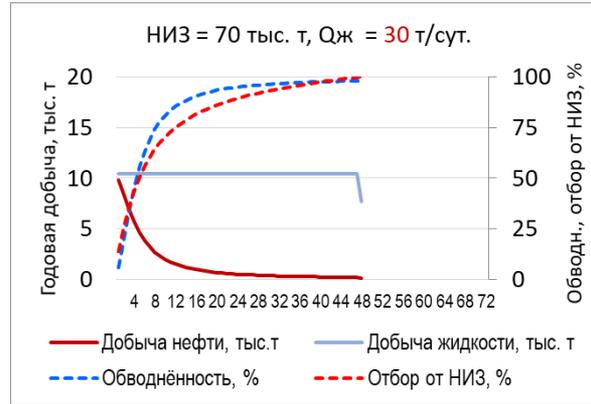
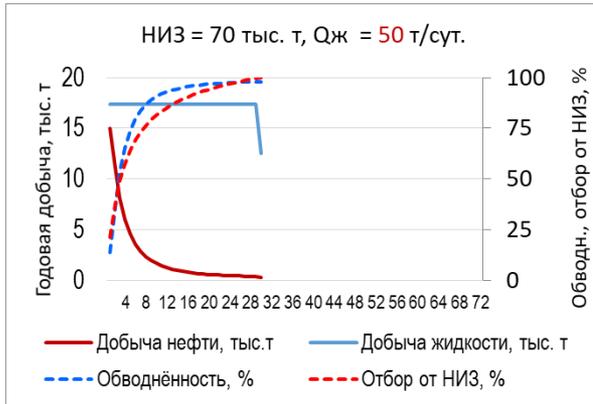
Рассмотрим залежь с НИЗ = 70 тыс. т., разрабатываемую одной скважиной.

Три варианта дебита по жидкости $Q_{ж}$: 50 т/сут., 30 т/сут. и 20 т/сут.

Во всех трёх вариантах $Q_{ж} = \text{const}$, а $Q_{н}$ снижается за счёт постепенного роста обводнённости от нуля в начальный момент времени до предельного значения 98% к моменту полного отбора всех извлекаемых запасов (т.е. когда накопленная добыча достигает 70 тыс. т).

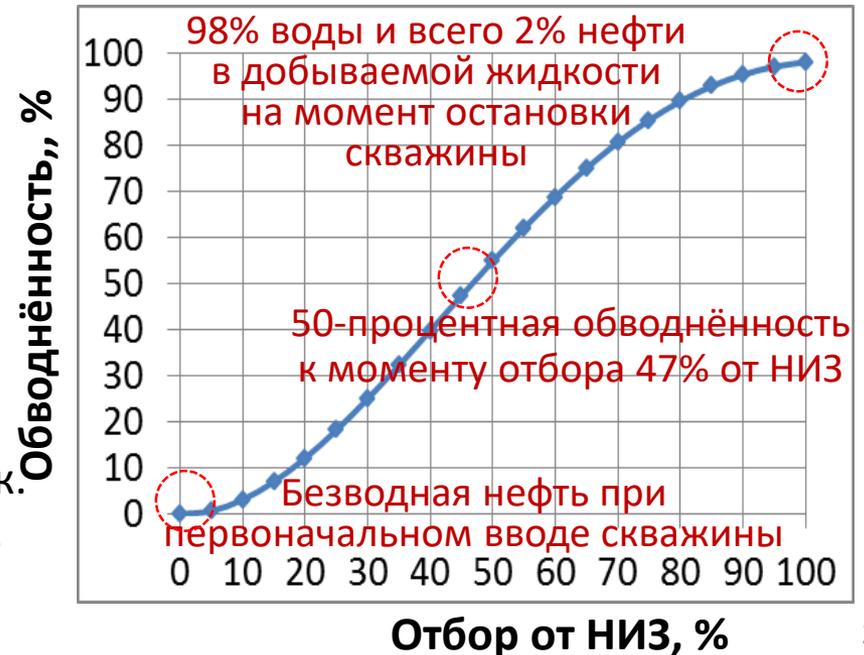


Характеристика вытеснения (2/2)



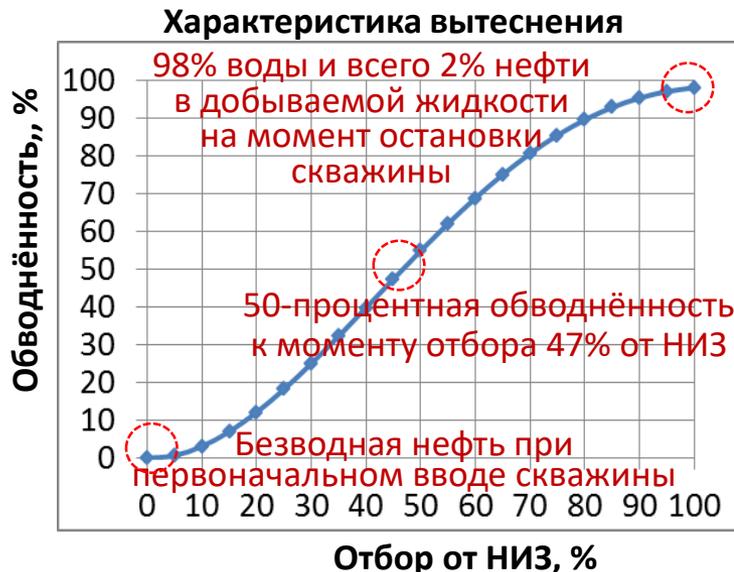
Сопоставляя друг с другом эти три набора показателей разработки, построенных относительно шкалы времени, мы видим между ними довольно мало общего. Высокий дебит обеспечивает быструю выработку запасов, низкий – медленную. Но если посмотреть, как выглядит динамика **обводнённости** не относительно времени, а **относительно отбора от начальных извлекаемых запасов**, то окажется, что во всех трёх случаях это один и тот же график. Он называется характеристикой вытеснения. Его вид определяется строением залежи и системой разработки.

Характеристика вытеснения



Прогноз добычи – описание методики (1/2)

Рассмотрим на этом же простейшем примере расчёт показателей разработки: годовую добычу жидкости, годовую добычу нефти, обводнённость ($f_w = Q_v/Q_{ж}$), отбор от НИЗ. Параметры расчёта: 1 скважина; НИЗ нефти 70 тыс. т; постоянный суточный дебит жидкости 50 т/сут. (это упрощающее предположение не всегда корректно); коэффициент эксплуатации 0,95 (вынужденные остановки скважины). Соответственно, **постоянная годовая добыча жидкости: $50 \cdot 365 \cdot 0.95 = 17.3$ тыс. т.** А вот сколько нефти добудет скважина за первый год? Или, что то же самое, какова будет доля воды (обводнённость) в 17,3 тысячах тонн жидкости, добытой за 1-й год? Для этого мы как раз необходимо принять (обосновать) ту или иную модель роста обводнённости. Рассмотренная выше характеристика вытеснения (ХВ) как раз является таким инструментом.



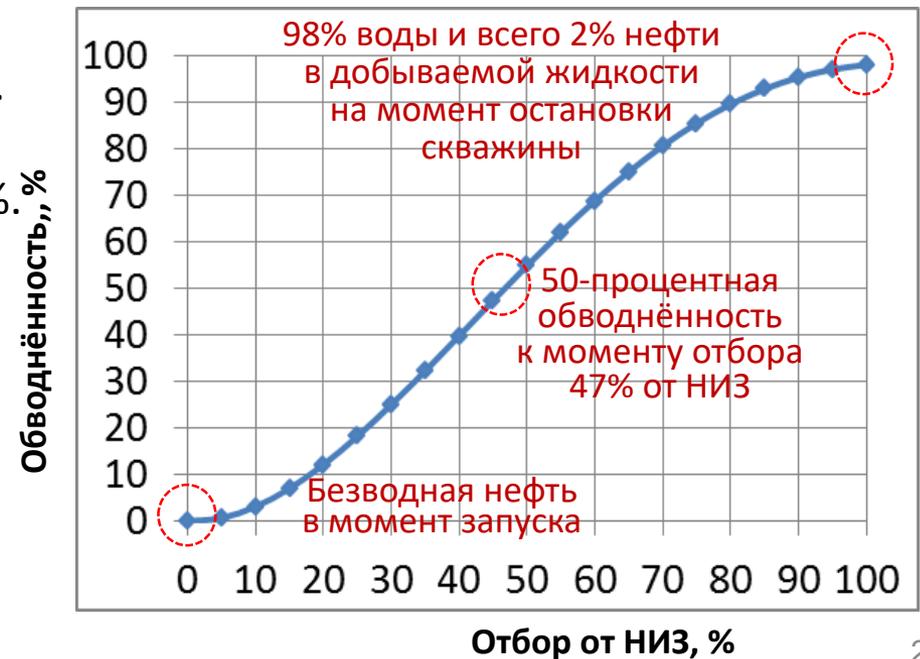
Следует отметить, что наряду с рассмотренной нами зависимостью обводнённости от отбора от НИЗ применяются и другие зависимости между показателями разработки, которые тоже называются характеристиками вытеснения. (Например, зависимость между накопленной добычей нефти и накопленной добычей жидкости.) Но мы ограничимся рассмотрением этой характеристики, как наиболее удобной.

Прогноз добычи – описание методики (2/2)

Шаг 1. Предположим, средняя f_w за первый расчётный год составит **20%** (т.е. 20% добытой за этот период жидкости окажется водой). Это первое приближение. Тогда годовая добыча нефти составит $17.3 \cdot (1 - 0.20) = \mathbf{13.9}$ тыс. т. Следовательно, отбор от НИЗ составит $13.9 / 70 = \mathbf{0.198}$. Согласно ХВ, такому отбору от НИЗ соответствует обводнённость около **12%**.

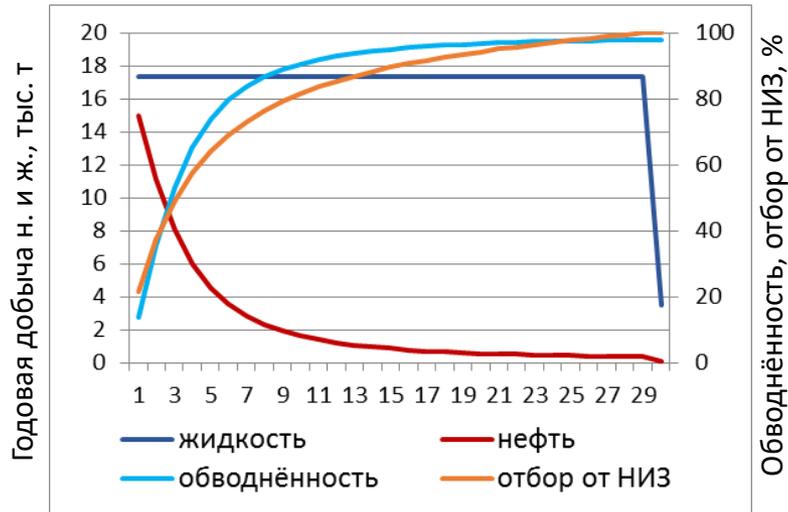
Шаг 2. Берём второе приближение – промежуточное значение между предыдущим приближением (20%) и полученным расчётным (12%). Логично взять **16%**. Тогда годовая добыча нефти составит $17,3 \cdot (1 - 0.16) = \mathbf{14,6}$ тыс. т. Следовательно, отбор от НИЗ составит $14.6 / 70 = \mathbf{0.208}$. Согласно ХВ, такому отбору от НИЗ соответствует обводнённость около **13%**. Как видим, наша ошибка уменьшилась: было «окно» 12% – 20%, стало 13% – 16%.

Шаг 3 и последующие. Повторяем эту итерационную процедуру до тех пор, пока на каком-то шаге различие между очередным приближением и рассчитанным по нему значением не окажется менее некоего исходно заданного малого ϵ (например, 0.1%).

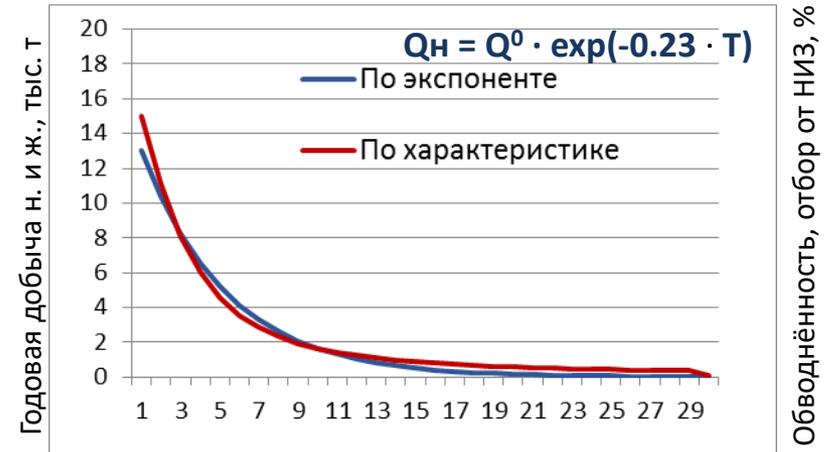


Прогноз добычи – результат расчёта

Прогноз показателей добычи (ввод 1-го января)

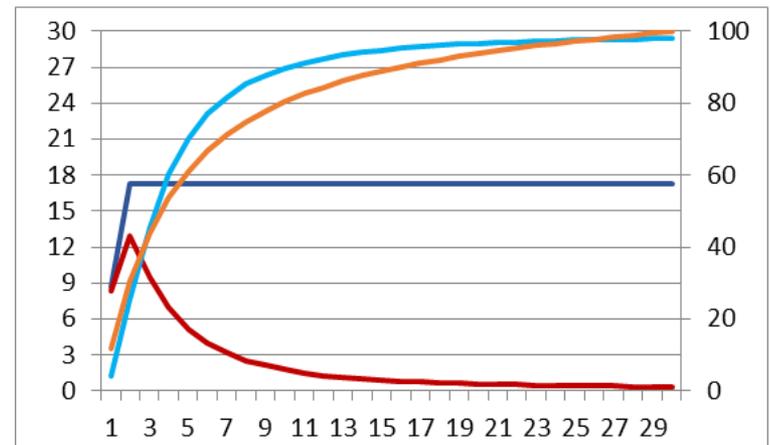


Можно убедиться, что полученная кривая падения годовой добычи нефти может быть с хорошей точностью аппроксимирована экспонентой:



Рассчитывая прогноз добычи по годам, следует учитывать, что скважины постепенно бурятся и вводятся в добычу на протяжении календарного года, поэтому в общем случае каждая группа скважин **в свой первый расчётный год** отработывает *в среднем* по **полгода**. В нашем примере одна скважина, но мы ведь моделируем именно общий случай, поэтому тоже введём её 1-го июля. Результат на графике справа.

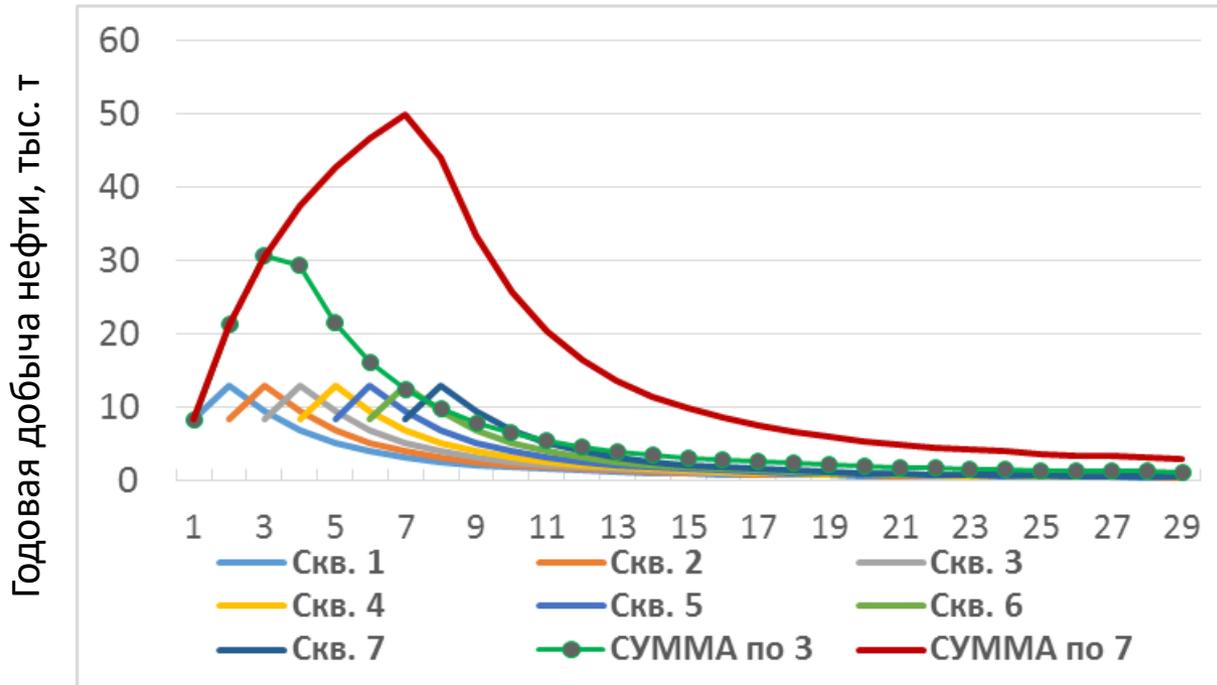
Аналогичный расчёт, но ввод 1-го июля



Почему за полгода 9, а не 7,5?

Суммирование показателей нескольких скважин

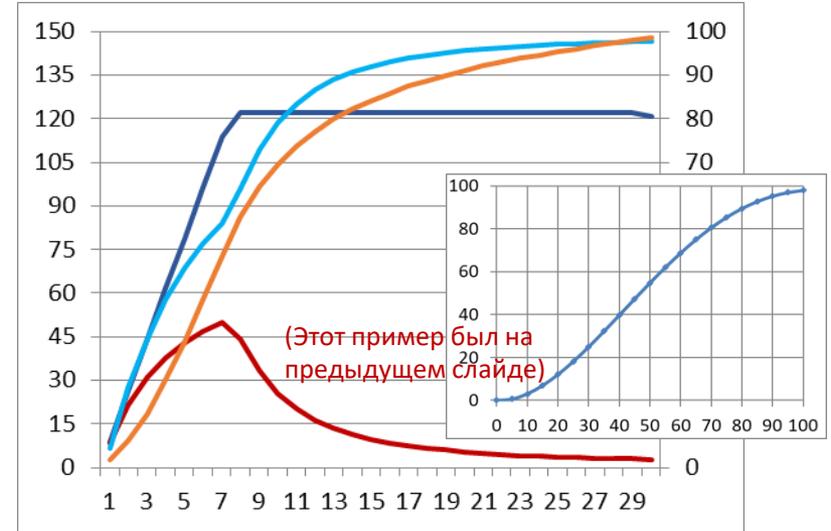
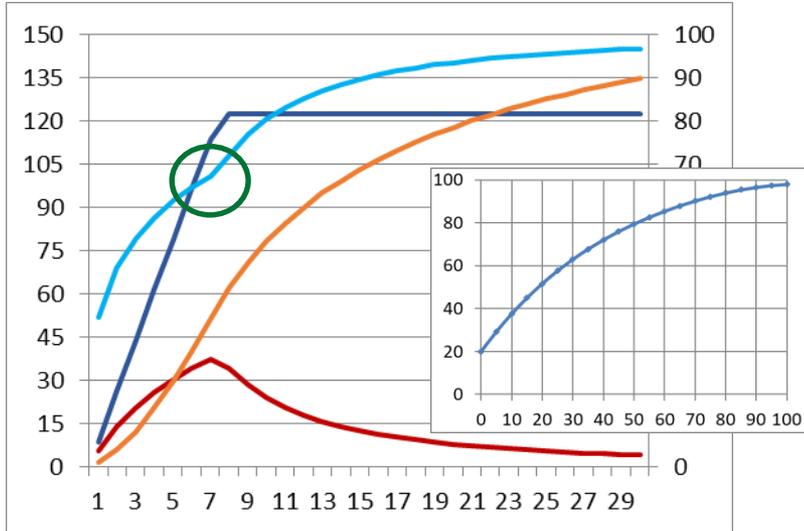
Расчёт добычи нефти для 7 скважин, вводящихся со сдвигом на год.
Суммарная добыча для первых трёх и для всех семи скважин.



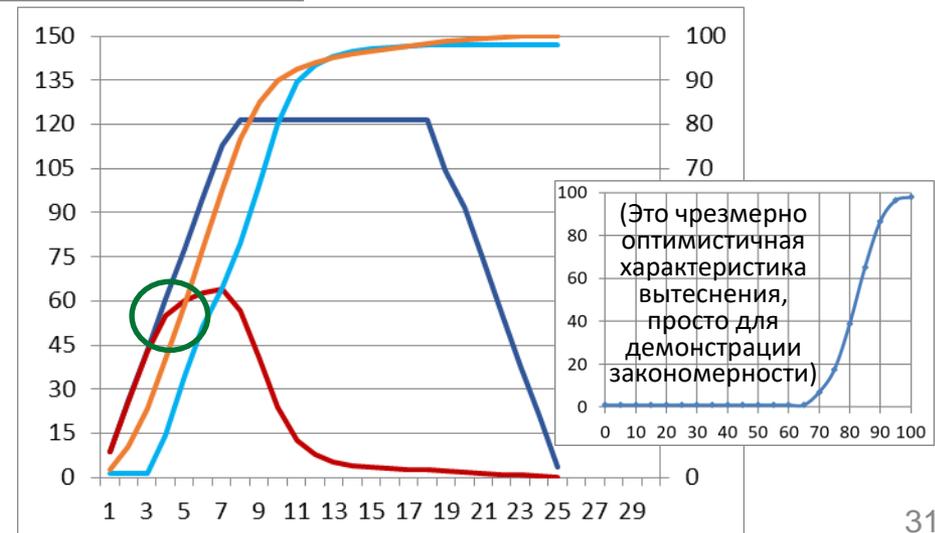
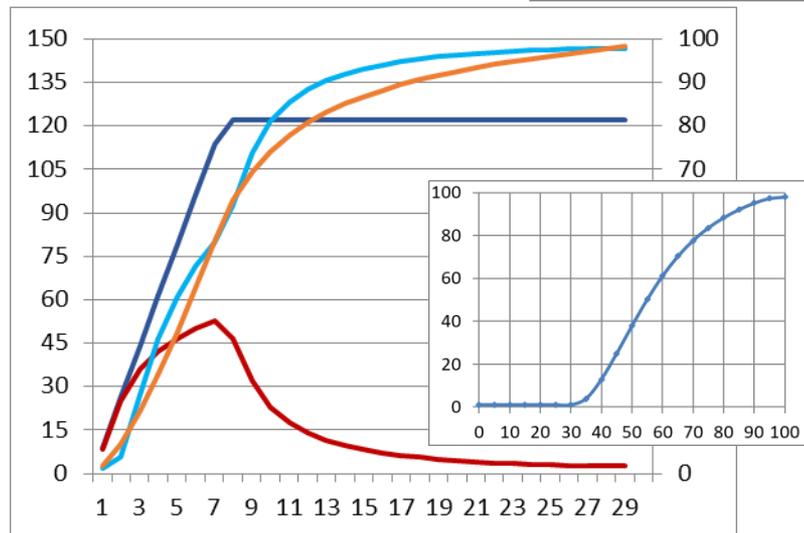
В реальности каждый год вводится **несколько** скважин, но суммирование их добычи даёт аналогичный эффект: пока продолжается ввод новых скважин, добыча растёт. Однако с каждым новым годом доля, которую новые (введённые в этом году) скважины составляют в общем фонде добывающих скважин, уменьшается. При этом у всех ранее введённых скважин добыча падает. Поэтому график суммарной добычи постепенно выполаживается. После прекращения ввода новых скважин начинается снижение добычи. (В общем случае снижение добычи может начаться и до прекращения ввода новых скважин.)

Сопоставление показателей для 4 разных ХВ

Во всех 4 вариантах – по 7 скважин, различается только характеристика вытеснения

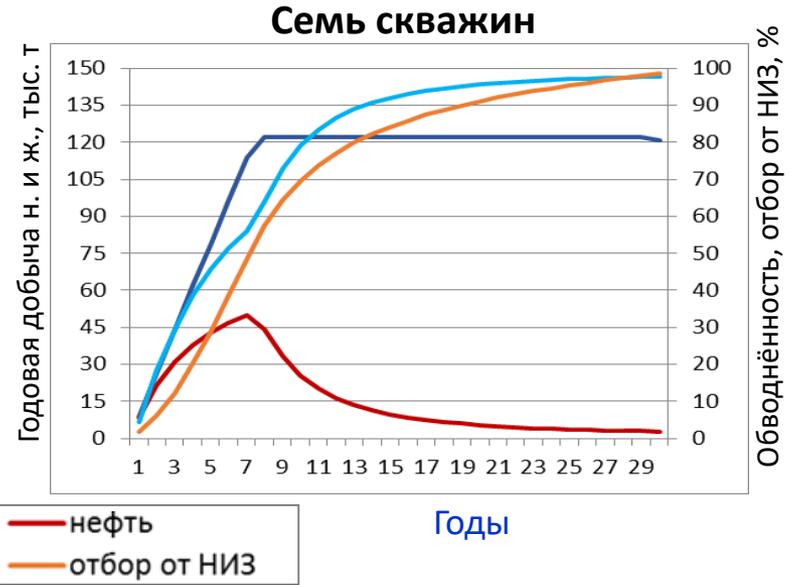
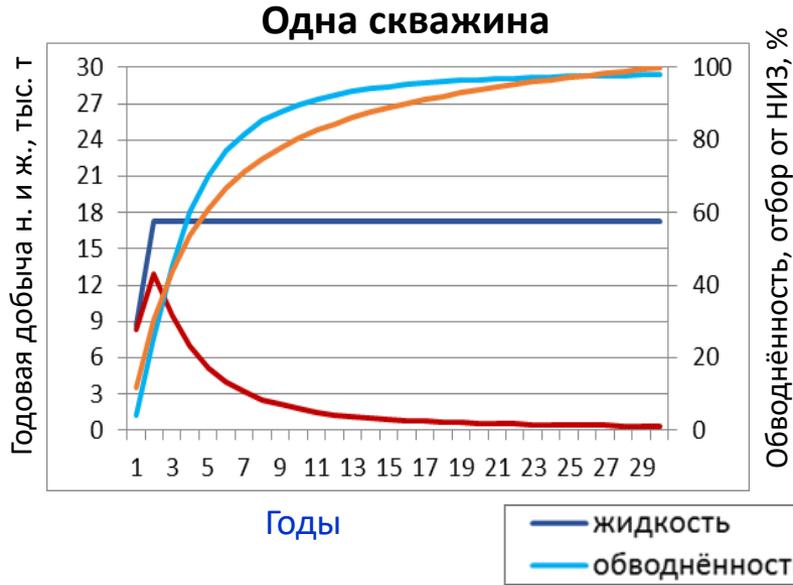


— жидкость — нефть
— обводнённость — отбор от НИЗ

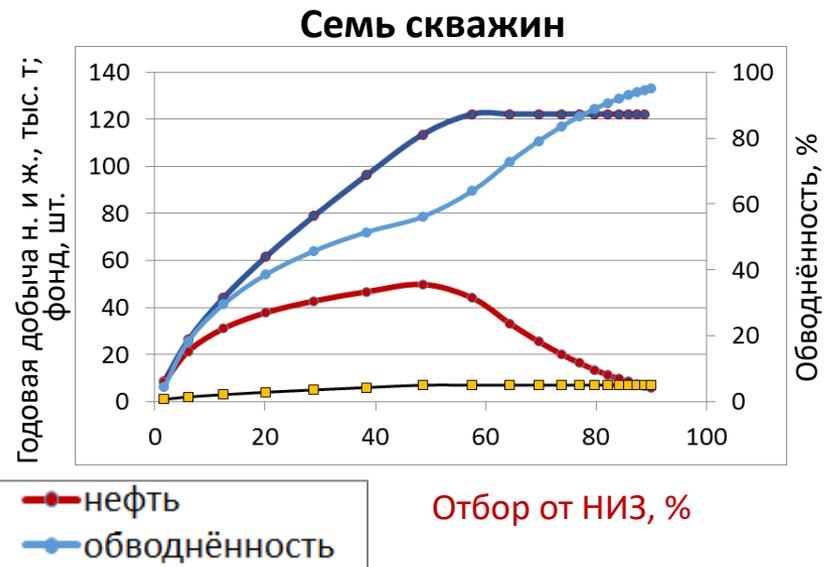
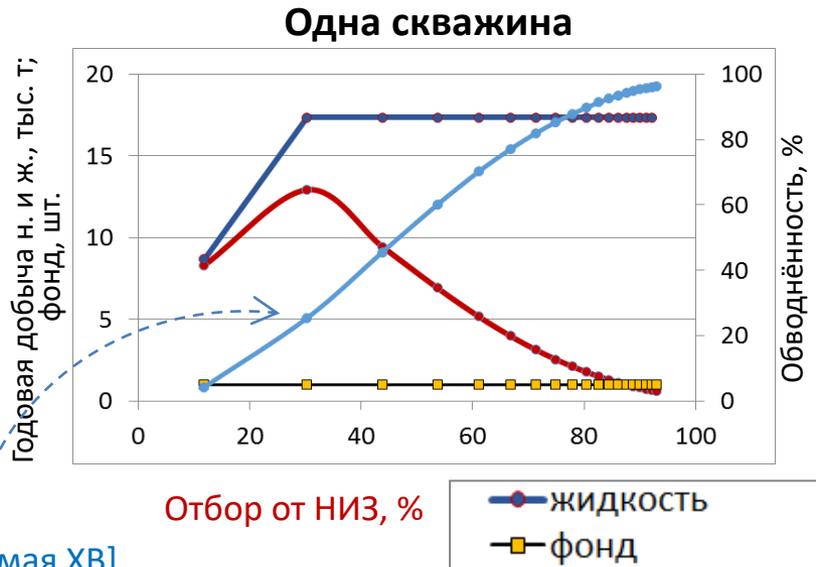


Горизонтальная ось: а) годы; б) отбор от НИЗ

а)



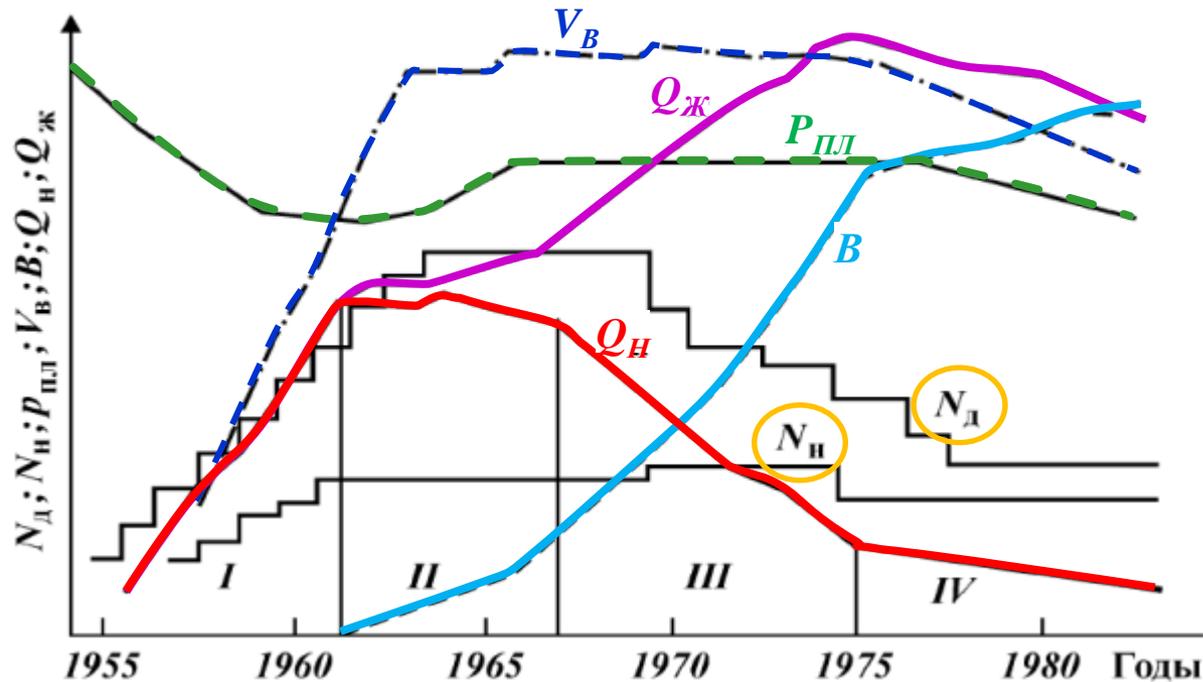
б)



[Знакомая ХВ]

(Все 4 диаграммы на этом слайде соответствуют 1-му примеру из предыдущей лекции.)

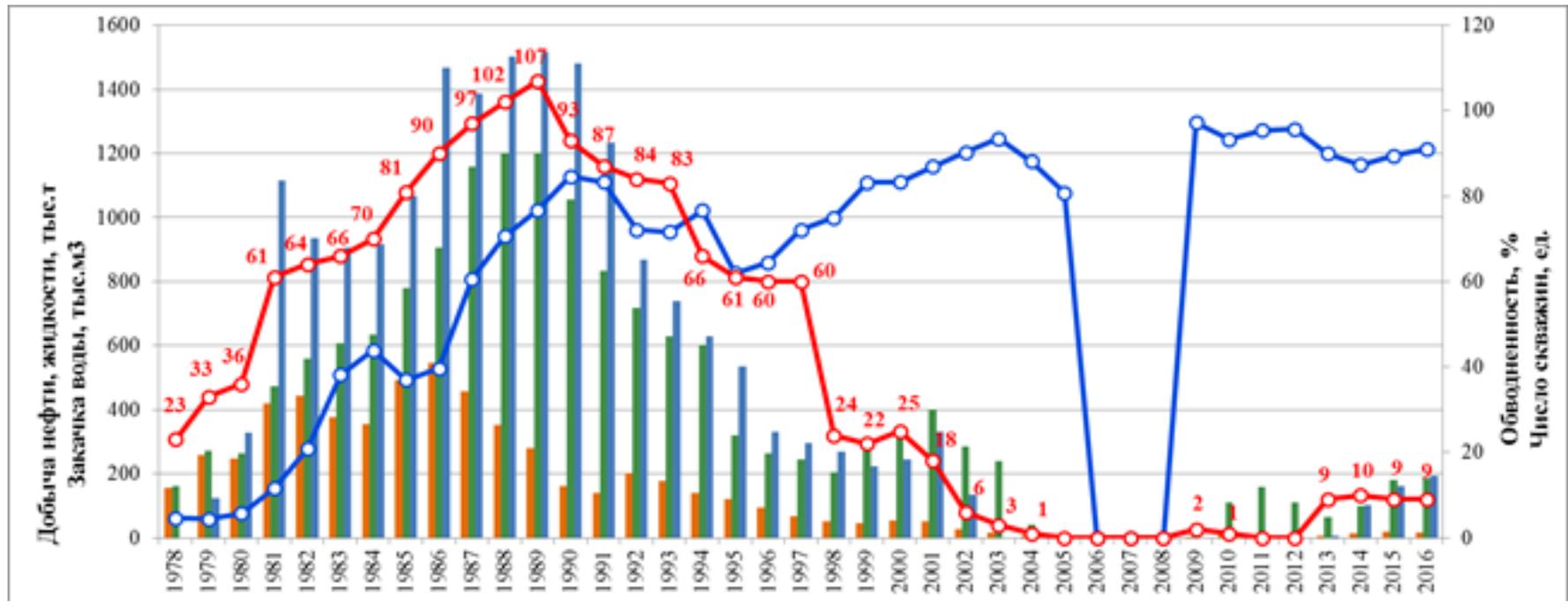
Пример технологических показателей разработки месторождения, разрабатываемого с ППД



Q_n — добыча нефти; Q_j — добыча жидкости; B — обводнённость продукции;
 V_v — объём закачки воды; $P_{пл}$ — пластовое давление;
 N_d , N_n — фонд действующих добывающих и нагнетательных скважин;
 I, II, III, IV — стадии разработки

[1) Ж, Н, Fw; 2) P, Inj; 3) фонд, 2:1; 4) Ж и Nd, Ж и P, Ж и Fw (=> подвижность!); 5) выбытие (в т.ч. 1970)]

Ещё один пример



- Добыча нефти, тыс. т
- Добыча жидкости, тыс. т
- Закачка, тыс. т
- Обводнённость, %
- Количество эксплуатационных скважин, шт.

25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Природные режимы залежей нефти и газа

Природный режим залежи – совокупность естественных сил (видов энергии), обеспечивающих перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин. Источниками пластовой энергии являются:

- Давление** {
- **напор** краевых (или подошвенных) **вод**;
 - **упругие силы флюидов**;
 - **упругие силы пласта**;
 - энергия расширения **свободного газа** (газовой шапки);
 - энергия выделения (и расширения) **растворённого газа**;
 - **гравитационные силы**.

Применительно к нефтяным залежам выделяют следующие **5** режимов:

- 1) **водонапорный** режим (жёстководонапорный) – **напор** контурной или подошвенной **воды**, имеющей хорошую гидродинамическую сообщаемость с областью питания на дневной поверхности;
- 2) **упруговодонапорный** режим – напор контурной или подошвенной воды в результате упругого расширения породы и воды;
- 3) **газонапорный** режим (режим газовой шапки) – давление **газа газовой шапки**;
- 4) режим **растворённого газа** – упругость **выделяющегося из нефти газа**;
- 5) **гравитационный** режим – **сила тяжести нефти**.

Природные режимы залежей нефти и газа

Водонапорный (2 подтипа)



Газовой шапки



Растворённого газа



Гравитационный



До развития методов воздействия на нефтяные пласты (**закачки**) разработка месторождений осуществлялась за счёт расходования **природной энергии**. Тогда и появилось важное понятие о режимах нефтяных пластов, которые классифицировались по характеру сил, движущих нефть.

Коэффициент сжимаемости нефти, воды, породы

(Для понимания упруговодонапорного режима)

Сжимаемость — свойство вещества изменять свой объём под действием всестороннего равномерного внешнего давления.

Коэффициент сжимаемости показывает, насколько увеличится объём тела (нефти, воды, породы) при снижении давления на 1 МПа (либо иную единицу P):

$$\beta = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP}, \text{ где } V \text{ – это объём вещества, } P \text{ – давление.}$$

(Знак минус указывает на уменьшение объёма с повышением давления.)

Чем выше суммарная сжимаемость пластовой системы (сжимаемость флюидов в поровом пространстве, а также сжимаемость самой матрицы), тем в большей степени расширение этой системы – по мере снижения пластового давления – замещает тот объём порового пространства, который ранее занимали добытые из пласта нефть, вода и/или газ. И, соответственно, тем менее резким оказывается снижение пластового давления.

Типичные диапазоны значений β

Нефть: $(1 - 5) \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$

Вода: $(3 - 5) \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$

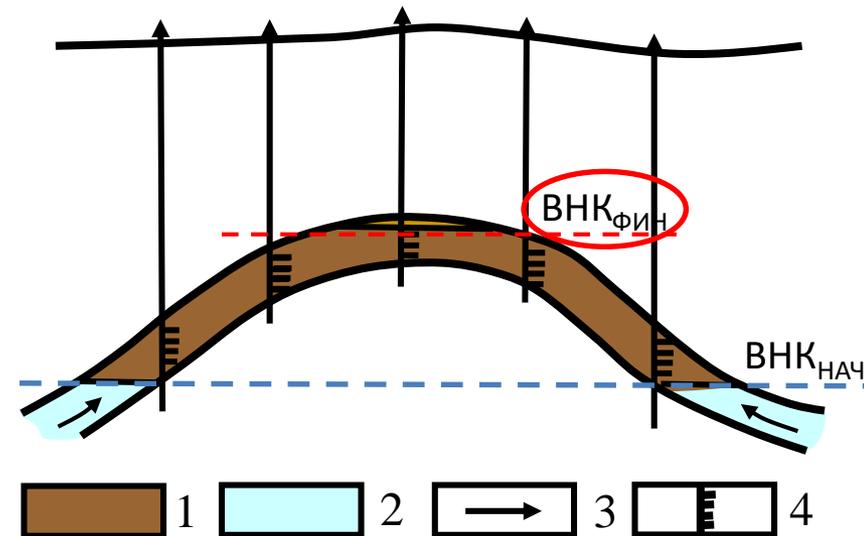
Порода: $(0.3 - 2) \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$

*Коэффициент сжимаемости породы (матрицы) в разы ниже, чем у воды. Однако **объём матрицы** в разы выше, чем **поровый объём**, занятый водой. Поэтому у водоносной части продуктивного пласта вклад этих двух компонент в суммарную сжимаемость системы вполне сопоставим.*

1. Водонапорный режим – суть явления

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой (или подошвенной) воды, которая внедряется в залежь и **полностью компенсирует** отбираемые объёмы жидкости – нефти и попутной воды [если отбор жидкости компенсируется **не** полностью, то режим называется **упруговодонапорным**].

Объём залежи постепенно сокращается за счёт подъёма ВНК. В процессе эксплуатации залежи в её пределах происходит движение всей массы нефти.



Благоприятные условия для проявления режима:

- 1) **большие размеры законтурной области**;
- 2) **небольшая удалённость** залежи от области питания;
- 3) **небольшие размеры залежи** (либо низкий темп добычи), благодаря чему отбор жидкости может полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой;
- 4) **высокая проницаемость** (и относительно однородное строение пласта-коллектора) как в пределах залежи, так и в водоносной области;
- 5) отсутствие экранирующих **разломов**;
- 6) значительное превышение $R_{пл}$ над $R_{нас}$;
- 7) **низкая вязкость** пластовой нефти.

- 1 – нефть; 2 – вода; 3 – приток воды;
 4 – интервалы перфорации;
 $ВНК_{НАЧ}$ – начальное положение ВНК;
 $ВНК_{ФИН}$ – финальное положение ВНК.

М.А. Жданов, 1962: «При эффективном водонапорном режиме ширина водонапорной системы (если считать от внешней границы залежи нефти) обычно составляет **не менее 15-25 км**, а проницаемость пород – **не менее 1 Д**». «Упруго-водонапорный режим наиболее ярко проявляется при плохой сообщаемости (или отсутствии сообщения) нефтяной залежи с областью питания или при весьма значительной отдаленности (**50-100 км**) области питания от залежи нефти».

Водонапорный режим – показатели разработки

шкалы

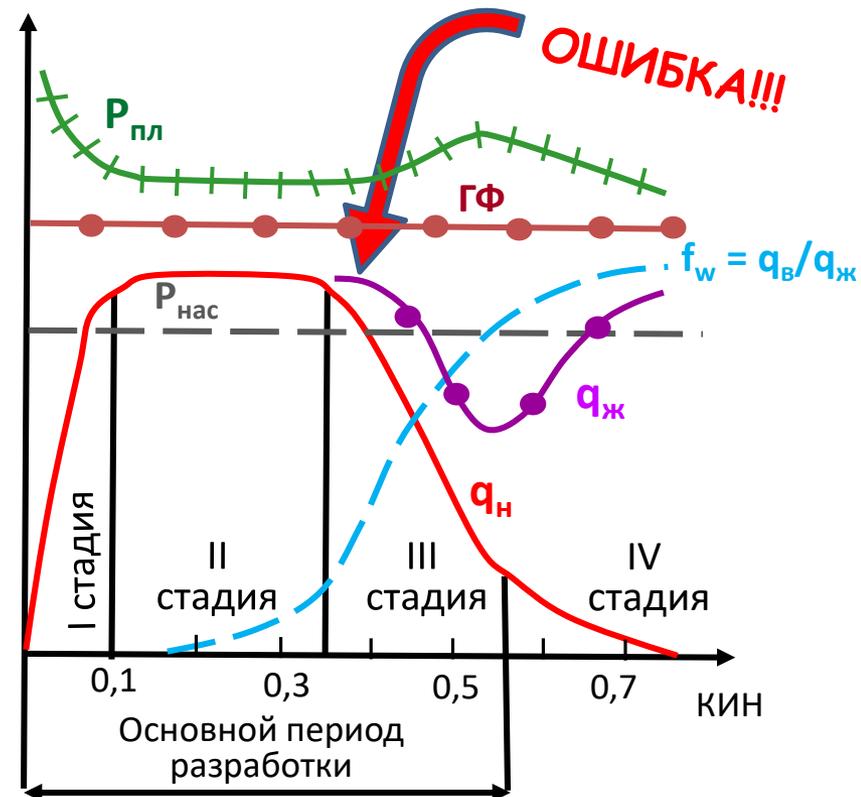
Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки:

I. Тесная связь динамики пластового давления с динамикой текущего отбора жидкости: 1) относительно небольшое снижение $P_{пл}$ при увеличении отбора; 2) неизменная величина $P_{пл}$ при постоянном отборе; 3) повышение $P_{пл}$ при уменьшении отбора; 4) восстановление $P_{пл}$ почти до начального значения при полном прекращении отбора жидкости из залежи.

II. Практически неизменное значение промыслового газового фактора на протяжении всего периода разработки.

III. Высокий темп годовой добычи нефти в период добычи «на полке» (2-я стадия разработки), до 8-10% и более от НИЗ; суммарный отбор за первые три стадии – около 85-90% от НИЗ.

«При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти, **до 0.6-0.7**»; иногда указывают и **0.6-0.8** (к этому вопросу мы вернёмся чуть позже).



Динамика показателей разработки:

$P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{нас}$ – давление насыщения; q_n – годовая добыча нефти; $q_ж$ – годовая добыча жидкости; $f_w = q_v/q_ж$ – обводненность; $\Gamma\Phi$ – газовый фактор; КИН – коэф. извлечения нефти (имеется в виду текущий КИН – отношение накопленной добычи нефти к начальным геол. запасам).

Анализ представленных графиков

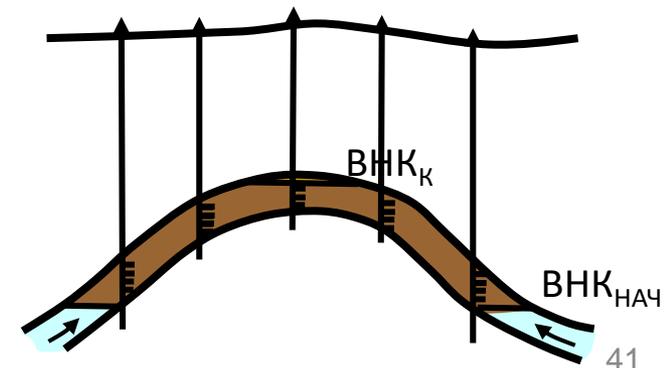
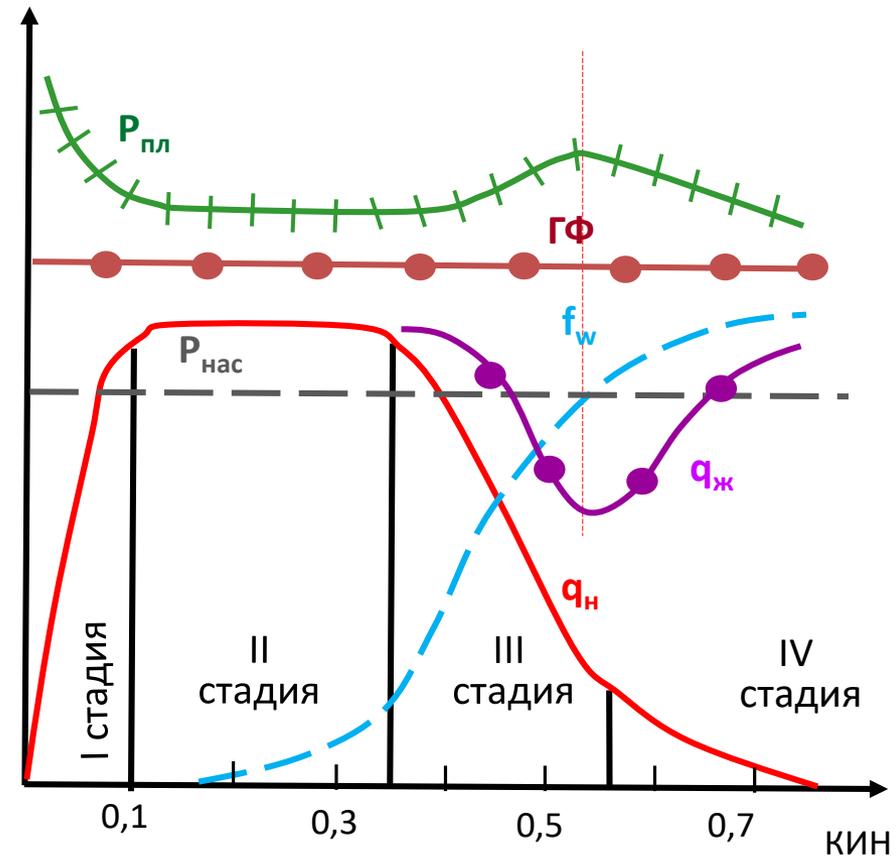
1. Добыча жидкости и добыча нефти расходятся (при КИН ≈ 0.35) позже, чем начинается рост обводнённости (при КИН ≈ 0.16). Очевидно, что либо рост обводнённости должен начинаться там, где кривые q_n и $q_{ж}$ расходятся (КИН = 0.35), либо это расхождение должно быть в точке 0.16, при этом ошибочна либо q_n , либо $q_{ж}$. Какая же из трёх кривых ошибочна?

2. Рост обводнённости не может начинаться при КИН ≈ 0.35 , т.е. при отборе 50% от НИЗ. К этому моменту поднимающийся ВНК должен давно уже достичь хотя бы краевых скважин.

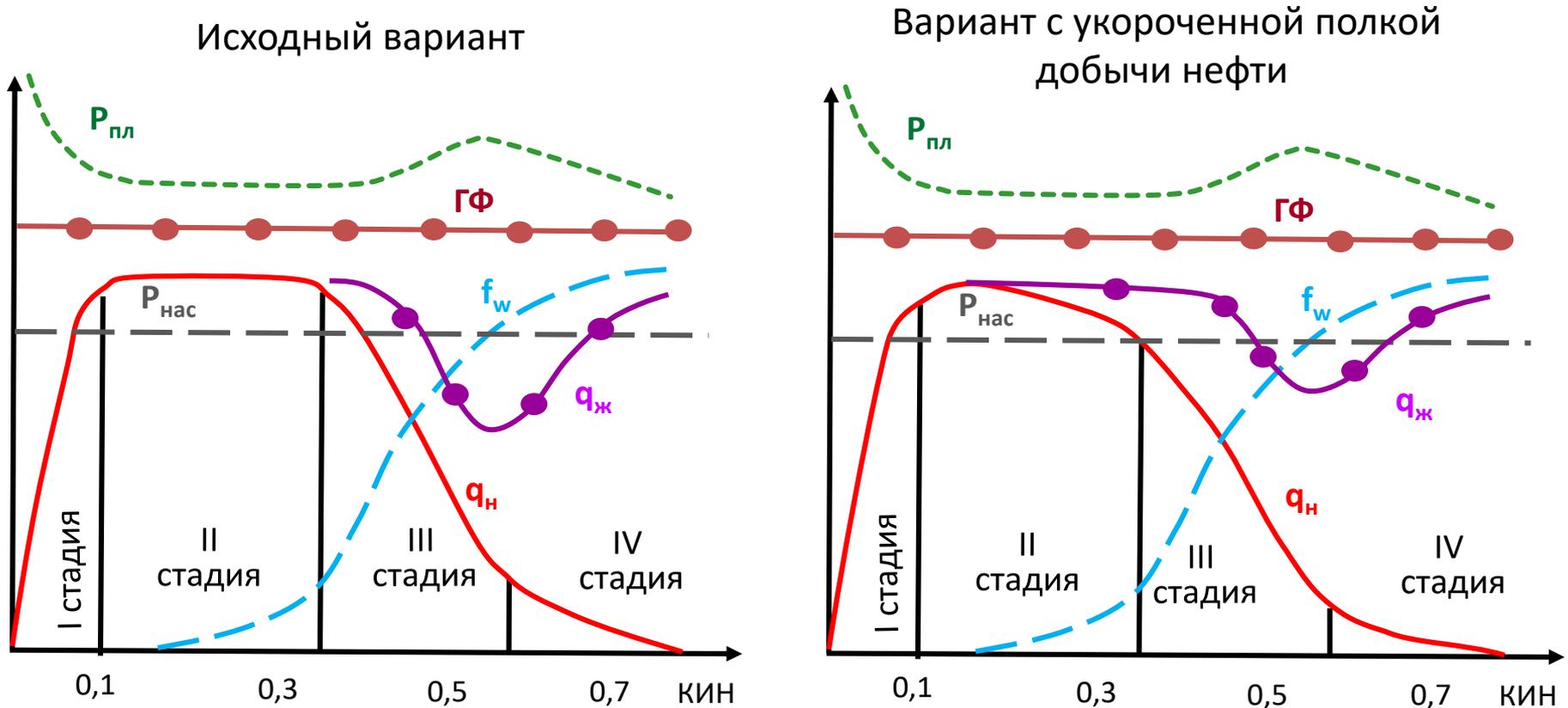
3. Но и начало роста жидкости при КИН = 0.2 нелогично, т.к. бурение завершено при КИН = 0.1, (именно этим объясняется выход q_n и $q_{ж}$ на полку при $f_w = 0$).

4. Следовательно, при КИН = 0.2 должна закончиться **полка нефти**. Полка $q_{ж}$ продолжается, а q_n начинает снижаться.

5. Ещё одна неточность (пустяковая): пик $P_{пл}$ расположен чуть левее пика снижения $q_{ж}$. А должно быть наоборот (инерционность!).

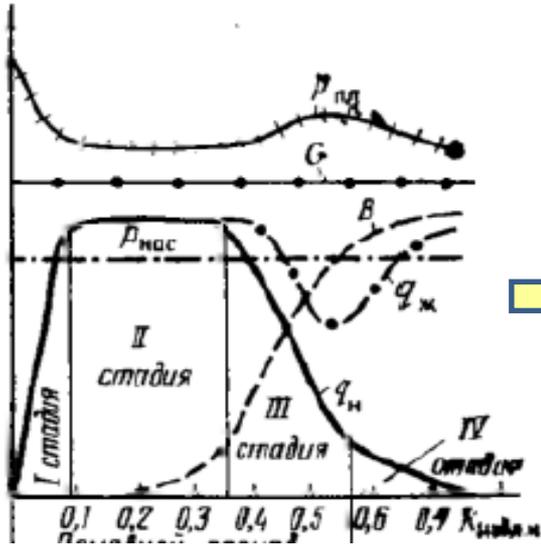


Гипотетическое исправление

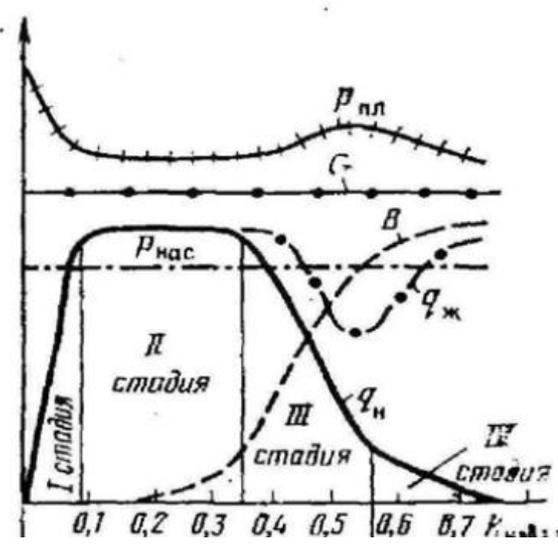


Я постарался сохранить снижение добычи жидкости на 3-м этапе разработки. В данном случае оно явно связано с выбытием обводнившихся скважин, расположенных ближе к краям залежи (поэтому оно не сопровождается столь же значительным снижением добычи нефти). Последующее повышение добычи жидкости связано с интенсификацией (дополнительное снижение забойного давления).

Странствие ошибки по учебникам



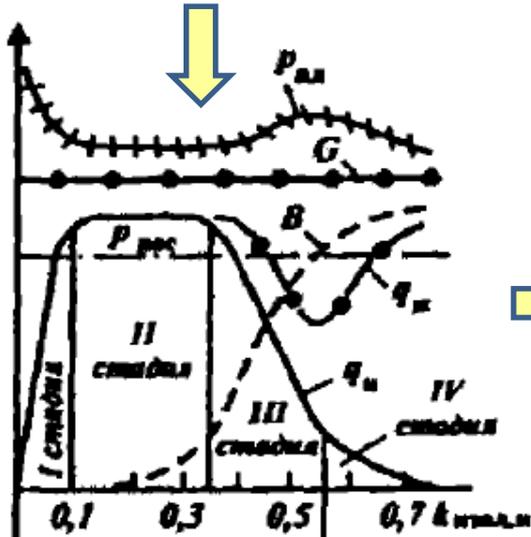
Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. «НГПГ и геологические основы разработки МНИГ». 1985 г. Стр. 182.



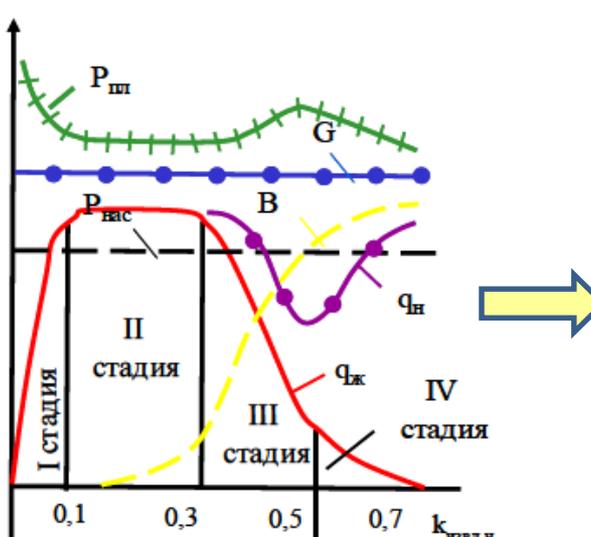
Малиновский И.Н. «Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа». 2008 г. Стр. 50.

«В нашей стране водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Чечено-Ингушетии, в продуктивной толще Азербайджана, в отложениях карбона Восточной Украины, в девоне и карбоне Куйбышевской, Волгоградской и Саратовской областей и в некоторых других районах».

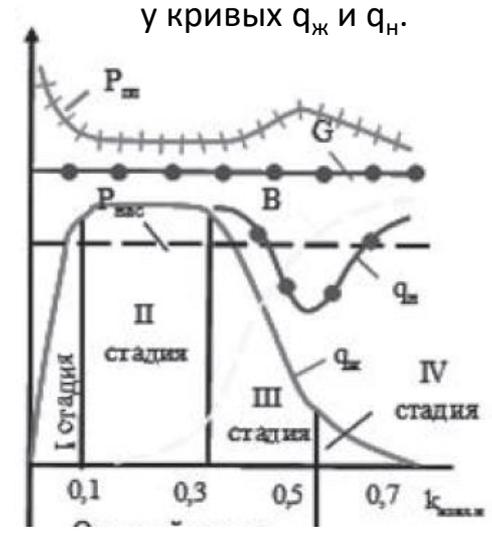
Дополнительный «косяк»: в двух последних книгах перепутаны подписи у кривых $q_{ж}$ и $q_{н}$.



Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. «НГПГ залежей углеводородов». 2006 г. Стр. 250.



Пулькина Н.Э., Зимина С.В. «Геологические основы разработки НГМ». 2011 г. Стр. 103.



Гридин В.А. и др. «НГПГ. Учебное пособие». 2016 г. Стр. 188.

Корректен ли для КИН диапазон 0.6 – 0.7?

1. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. «НГПГ и геологические основы разработки месторождений нефти и газа». 1985 г. Стр. 183: «При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – 0,6 – **0,8**».
2. Малиновский И.Н. «Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа». 2008 г. Стр. 50: «... достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти (КИН) – **до 0,6 – 0,8**».
3. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. «НГПГ залежей углеводородов». 2006 г. Стр. 252: **а также** 4. Пулькина Н.Э., Зимица С.В. «Геологические основы разработки НГМ». 2011 г. Стр. 104: **а также** 5. Гридин В.А. и др. «НГПГ. Учебное пособие». 2016 г. Стр. 189: «... достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – **до 0,6 – 0,7**».

Следует понимать: не только 0.8, но и 0.7 – **аномально высокие** значения КИН!

6. Пермьяков и др. «НГПГ и геофизика». 1986 г. Стр 162: «...колеблется в пределах **0,5 – 0,65**».

Обратимся к коэффициенту вытеснения:

$K_{\text{выт}} = (K_{\text{нн}} - K_{\text{но}}) / K_{\text{нн}}$, где $K_{\text{нн}}$ и $K_{\text{но}}$ – коэффициенты начальной и остаточной нефтенасыщенности].

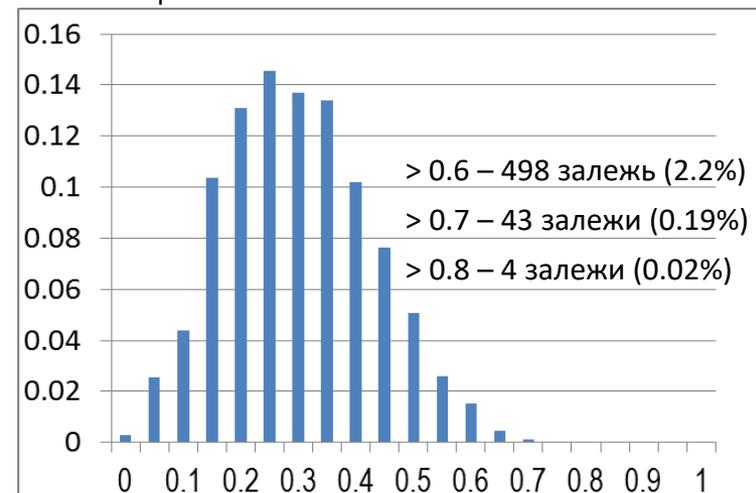
Если, к примеру, $K_{\text{нн}} = 0.75$, а $K_{\text{но}} = 0.25$, то $K_{\text{выт}} = 0.67$.

Даже при $K_{\text{нн}} = 0.90$ и $K_{\text{но}} = 0.20$, $K_{\text{выт}} < 0.8$.

[Для $K_{\text{нн}}$ вполне типичны и значения 0.50-0.70. Правда, они соответствуют более низким проницаемостям, так что можно говорить о том, что в этих случаях не соблюдается соотв. условие водонапорного режима.]

Но главное – реальный КИН не способен достичь значения коэффициента вытеснения! Идеальная промывка пласта в реальных условиях невозможна.

Распределение КИН у **23 тысяч** залежей, числящихся на гос. балансе на 01.01.2017



2. Упруговодонапорный режим – суть явления

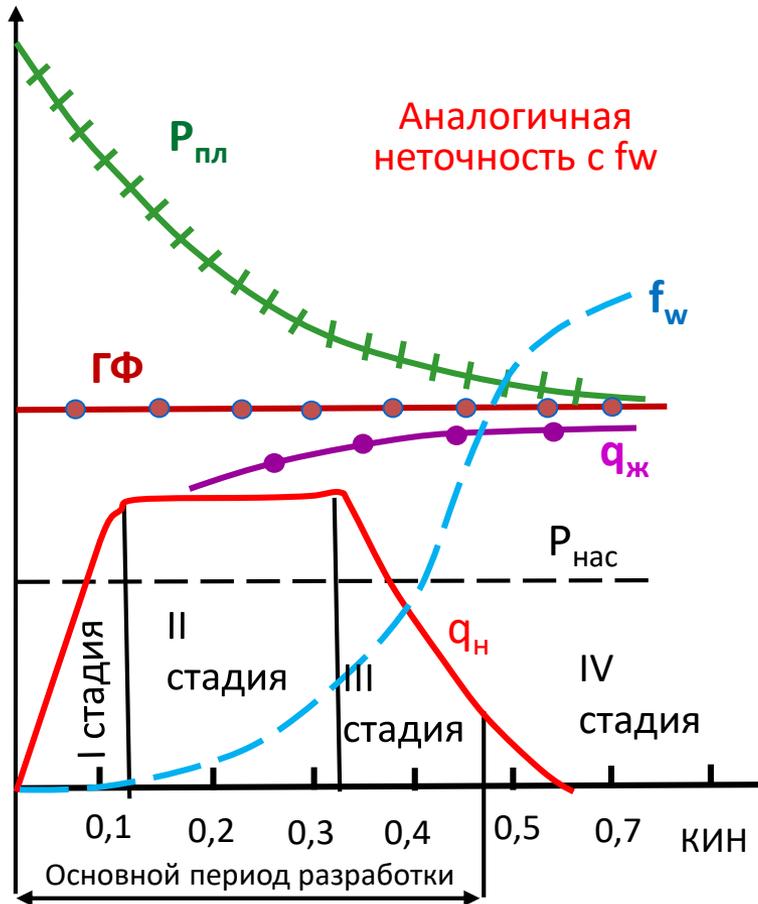
Упруговодонапорный режим проявляется в тех случаях, когда основным видом энергии также является напор краевой (или подошвенной) воды, однако отбор жидкости **не полностью компенсируется** внедряющейся в залежь водой.

Это может быть следствием низкой проницаемости пласта, или значительной удалённости залежи от области питания, или при полном отсутствии гидродинамической связи с ней, или же при значительных размерах залежи и высоком темпе добычи нефти. Ещё один потенциальный фактор – высокая вязкость нефти, что затрудняет (замедляет) выравнивание давления между залежью и законтурной водоносной областью.

Вследствие неполной компенсации отборов **снижение давления** в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую по площади область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты сжимаемости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Таким образом, при упруговодонапорном режиме основным источником энергии (в отличие от водонапорного) служит упругость пород-коллекторов и воды (отчасти также упругость самой нефти в залежи).

Упруговодонапорный режим – показатели разработки



Динамика показателей разработки:

$P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{нас}$ – давление насыщения; q_n – годовая добыча нефти; $q_{ж}$ – годовая добыча жидкости; f_w – обводнённость; $\Gamma\Phi$ – газовый фактор; КИН – коэф. извлечения нефти (имеется в виду текущий КИН – отношение накопленной добычи нефти к начальным геол. запасам).

Основное **отличие** от водонапорного режима: на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; (по мере расширения области снижения давления вокруг залежи темп его падения постепенно замедляется). При этом $\Gamma\Phi$ остаётся постоянным вследствие превышения $P_{пл}$ над $P_{нас}$ (**сходство**).

«Темп добычи нефти во II стадии разработки **обычно** не превышает 5-7% в год от НИЗ» (**пояснить**).

«КИН **обычно** не превышает 0,5-0,55» «вследствие менее благоприятных геолого-физических условий: пониженная проницаемость, повышенная вязкость нефти, и другие причины» (5 учебников).

И.Г. Пермяков и др., 1986, стр. 163: КИН 0.4-0.5.

Строго говоря, непосредственно из определения режимов не следует, что при упруговодонапорном режиме КИН «обязан» быть ниже, чем при водонапорном. Просто некоторые факторы могут влиять и на ухудшение связности с водоносным горизонтом, и на снижение КИН (но сама по себе пониженная проницаемость к ним не относится).

Так что вполне возможны исключения, т.е. более высокий КИН при упруговодонапорном режиме, чем у залежи с жёстководонапорным, но с другими неблагоприятными характеристиками.

Упруговодонапорный режим – пара замечаний

5 учебников: «Добыча нефти сопровождается **более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме**. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2-3». [Т.е. накопленная добыча воды превышает накопл. добычу нефти в 2-3 раза]. «При водонапорном режиме ВНФ составляет 0.5-1.0» [На самом деле базовым различием между этими режимами является динамика **пластового давления**. Динамика обводнения вполне может и совпадать.]

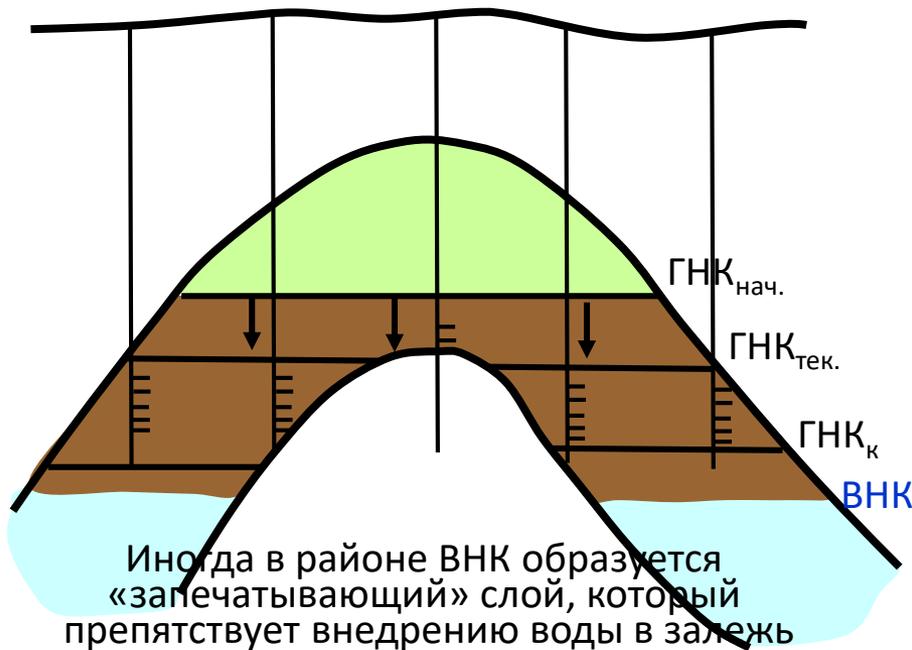
Кривая 1 соответствует случаю, когда упруговодонапорная система имеет **большие размеры**: снижение давления постепенно сильно замедляется.

Кривая 2 отражает случай с относительно **небольшой законтурной областью** – либо залежь частично экранирована (разломами или замещениями – границами распространения коллектора), либо в законтурной области пониженная проницаемость.

Кривая 3 указывает на то, что добыча жидкости осуществляется лишь за счёт упругих сил собственно нефтеносной области, т.е. поддержка со стороны водоносного горизонта **практически отсутствует** (залежь литологического типа, либо полностью экранированная тектоническими нарушениями).



3. Газонапорный режим – суть явления



При газонапорном режиме нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключённого в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Объём нефтяной части залежи постепенно сокращается в связи с опусканием ГНК.

Режим в чистом виде может действовать в залежах, **не имеющих** гидродинамической связи с законтурной областью, или при **весьма слабой активности краевых вод**.

Геологические условия, благоприятствующие проявлению газонапорного режима:

- 1) большая газовая шапка (достаточный запас энергии для вытеснения нефти);
- 2) значительная высота нефтяной части залежи;
- 3) хорошая гидродинамическая связность пласта по вертикали;
- 4) малая вязкость нефти («не более 2-3 мПа·с»).

КИН варьирует в пределах 0.3 – 0.4, в отдельных случаях до 0.5.

С целью предотвращения преждевременных прорывов газа в нефтяные скважины в них перфорируют **нижнюю** часть нефтенасыщенной толщины, т.е. отступают от ГНК.

Газонапорный режим – показатели разработки

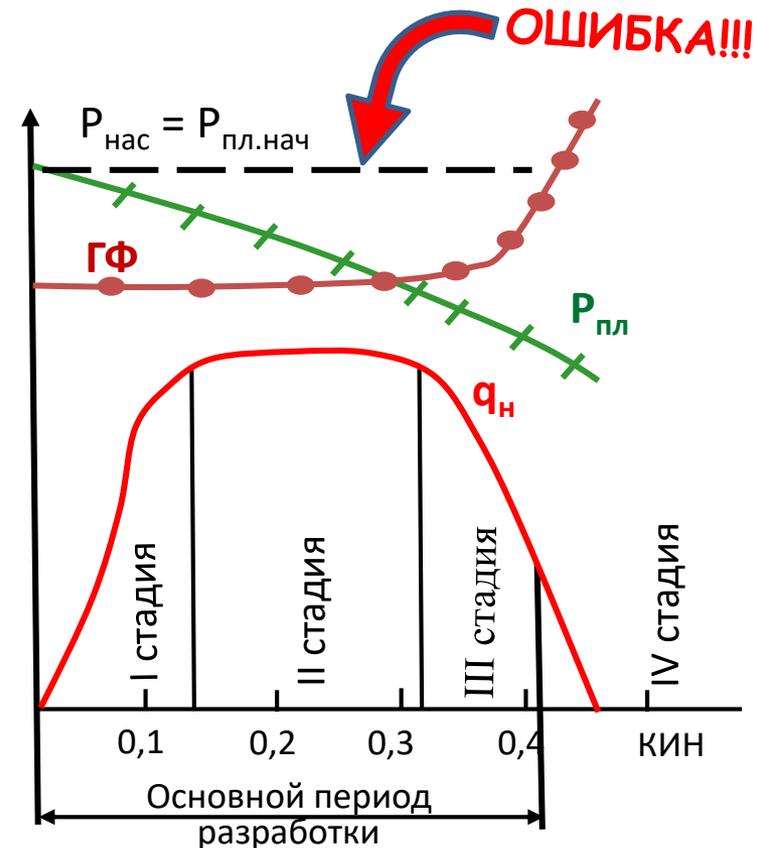
При газонапорном режиме пластовое давление постоянно снижается. Темпы его снижения зависят от соотношения объёмов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта.

По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти.

«Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды» (как бы «по условию»; на самом деле возможны промежуточные варианты).

Ошибка на диаграмме – в том, что давление насыщения не может оставаться выше пластового давления!

$P_{нас}$ соответствует **текущему состоянию нефти**. С того момента, когда $P_{пл}$ сравнивается с $P_{нас}$, $P_{нас}$ снижается вместе с ним, они равны. Т.е. в данном случае они должны сливаться в один график (см. слайд 92 Блока №3).



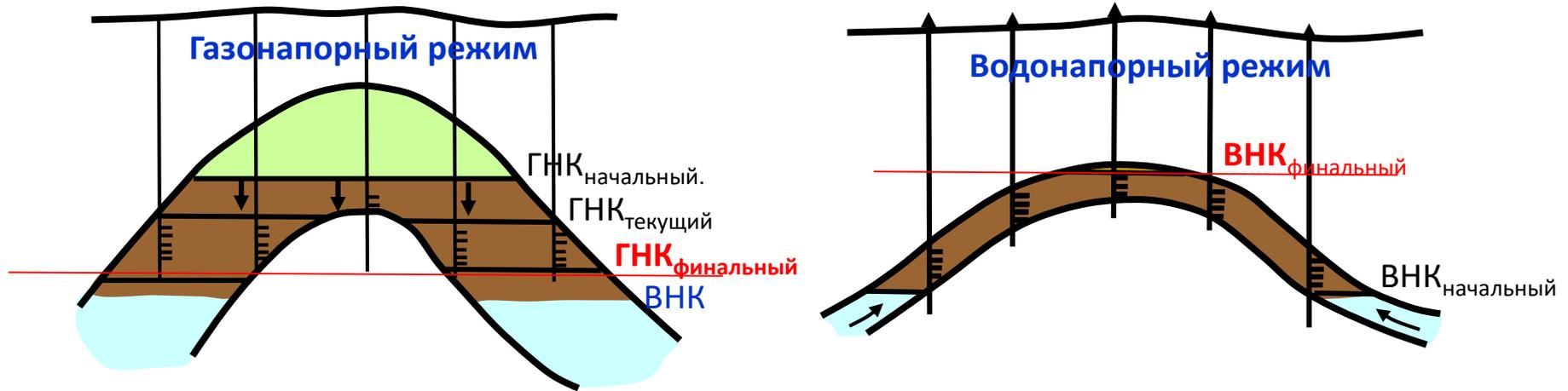
Динамика показателей разработки:

$P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{нас}$ – давление насыщения; q_n – годовая добыча нефти; $q_{ж}$ – годовая добыча жидкости; $\Gamma\Phi$ – газовый фактор; КИН – коэф. извлечения нефти (имеется в виду текущий КИН – отношение накопленной добычи нефти к НГЗ).

Дополнение по газонапорному режиму

«Сравнительно невысокое значение КИН», порядка 0.4, объясняется **неустойчивостью фронта вытеснения**: опережающим продвижением газа по наиболее проницаемым пропласткам, с преждевременными прорывами его в добывающие скважины и формированием зон заземлённой нефти».

Другой фактор: по окончании разработки в пласте остаётся невыработанный слой нефти **в нижней, «широкой» части залежи**, а не в узкой купольной, как при водонапорных режимах.



Косяк в двух учебниках на диаграмме – «потерялся» запечатывающий слой:



4. Режим растворённого газа – суть явления

Режим растворённого газа – режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки **ниже давления насыщения**, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам.

Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной (водоносной) области, при отсутствии газовой шапки. Благоприятным фактором является повышенное газосодержание пластовой нефти.

Появление в коллекторе свободного газа (третьей фазы) резко снижает фазовую проницаемость для нефти, что приводит к значительному падению дебита.

Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению её **вязкости**. Это дополнительно понижает дебит нефти, а также снижает потенциальную эффективность применения заводнения.

5 учебников: КИН не превышает 0.20 – 0.30, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения: 0.10 – 0.15.

Petroleum Engineers Handbook, 1992 (H.V. Bradley): Типичные значения КИН 0.15-0.20, но в отдельных случаях могут достигать 0.30 или, наоборот, составлять всего лишь 0.05.

Выделившийся газ может всплывать и формировать вторичную газовую шапку, после чего в пласте начинает действовать более эффективный газонапорный режим (правда, доля объёма залежи, занимаемая этой ГШ, будет небольшой).

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объём же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Режим растворённого газа – показатели разработки

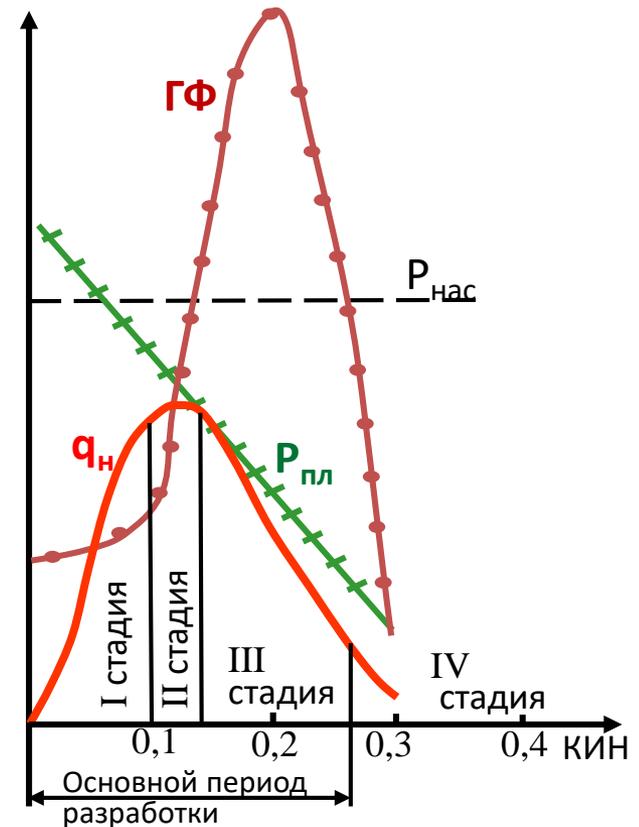
Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки.

Промысловый газовый фактор некоторое время остаётся постоянным. Затем, с увеличением количества выделяющегося газа, фазовая проницаемость для него возрастает – и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Подвижность газа в пласте очень высока, поэтому в скважины поступает не только газ, выделившийся (и продолжающий выделяться уже в скважине) **из нефти, извлекаемой на поверхность**, но и газ, выделившийся **из нефти, пока ещё не успевшей** **дойти** до скважины. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора – до нескольких кубометров на тонну.

Добыча нефти после достижения её максимального уровня сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года.

Нефть добывают практически без воды.

«Для режима растворённого газа характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии» [высокая сжимаемость газа], «что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой» [низкие дебиты].



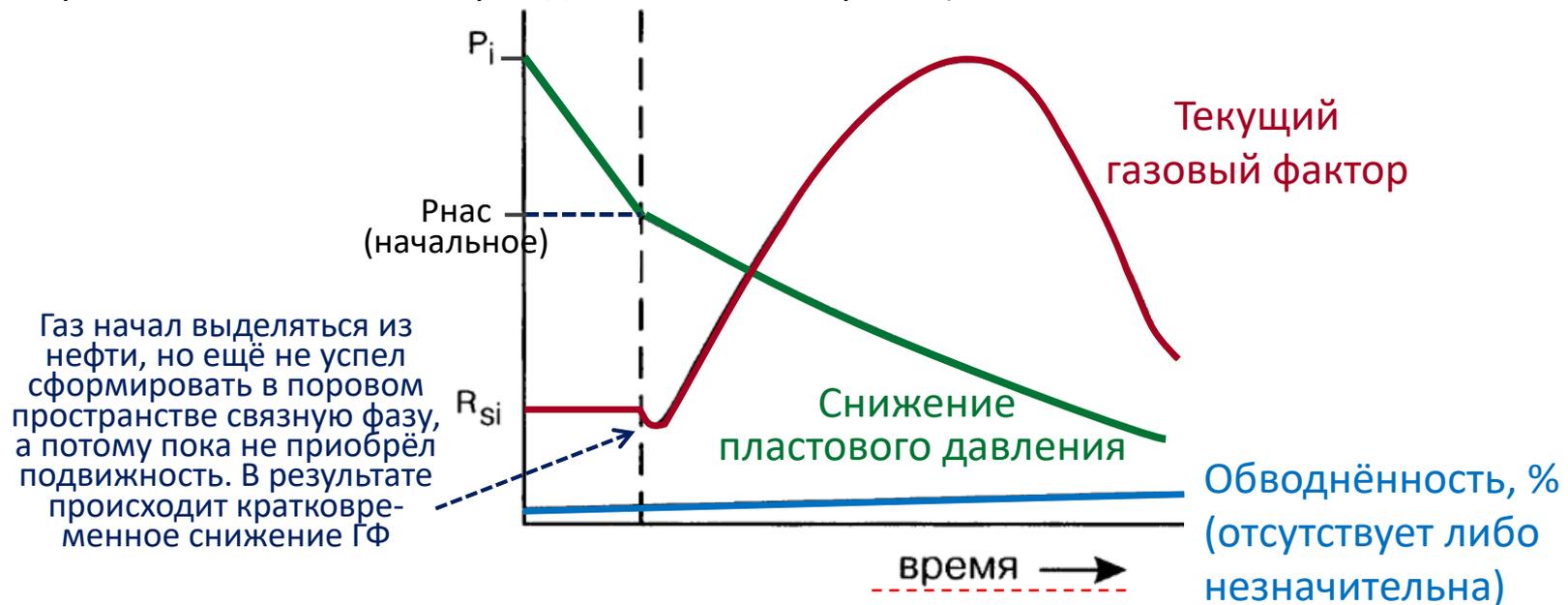
Динамика показателей разработки:

$P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{нас}$ – давление насыщения; q_n – годовая добыча нефти; $ГФ$ – газовый фактор; КИН – коэф. извлечения нефти (имеется в виду текущий КИН – отношение накопленной добычи нефти к НГЗ).

Режим растворённого газа – пара уточнений

1. Собственно режим растворённого газа начинается только с момента, когда P пластовое достигает значения P насыщения. До этого «действуют» только сжимаемость нефти, воды и породы – **упругий режим**. В этот начальный период снижение $P_{пл}$ происходит более резко.

Динамика давления, газового фактора и обводнённости при разработке залежи в условиях **упругого режима, переходящего в режим растворённого газа** (Дейк Л.П. «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений». 2009. Стр. 107):



2. ОШИБКА: «Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего **разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает**» (Иванова и др., 1985, стр. 188, а также все остальные 4 учебника, перечисленные выше). Это – неверно. $P_{нас}$ соответствует **текущему состоянию нефти**. Оно не может быть выше, чем $P_{пл}$ (либо ниже, либо равно ему). С того момента, когда $P_{пл}$ сравнивается с $P_{нас}$, $P_{нас}$ снижается вместе с ним, они равны.

5. Гравитационный режим – суть явления

Гравитационный режим – режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти.

Этот вид энергии может действовать, когда другими её видами залежь **уже** не обладает. Чаще всего данный режим проявляется после завершения действия режима растворённого газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления.

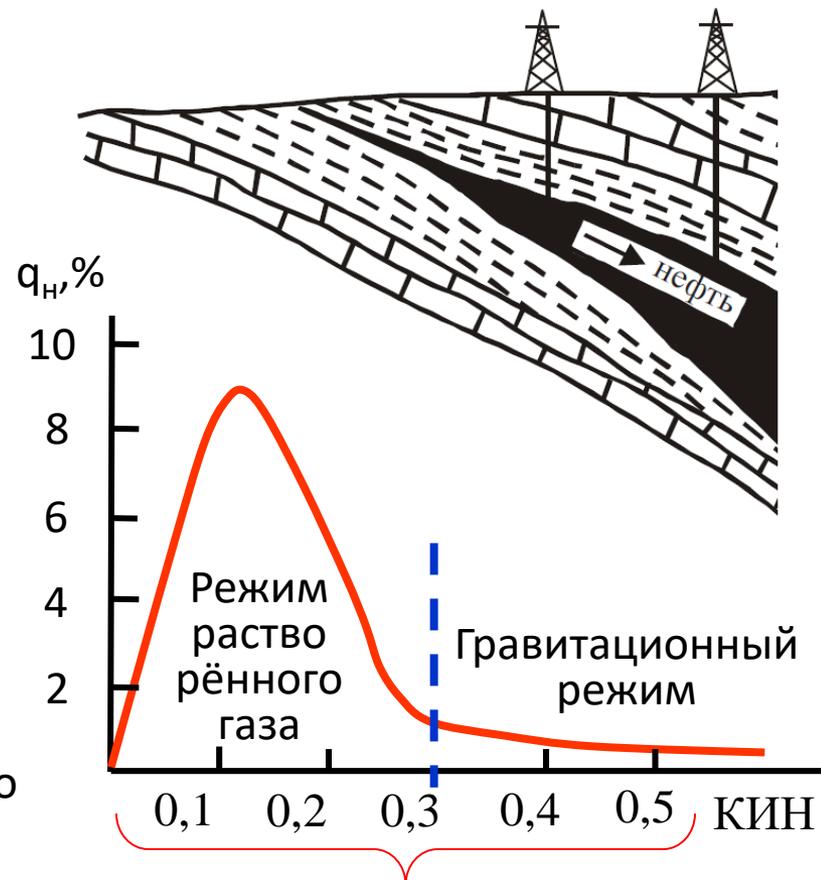
Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Проявлению режима способствует значительная высота залежи.

Важно понимать, что при данном режиме в поровом пространстве значительное количество свободного газа, **выделившегося из нефти**.

Происходит гравитационная дифференциация нефти и газа (а не нефти и воды!).

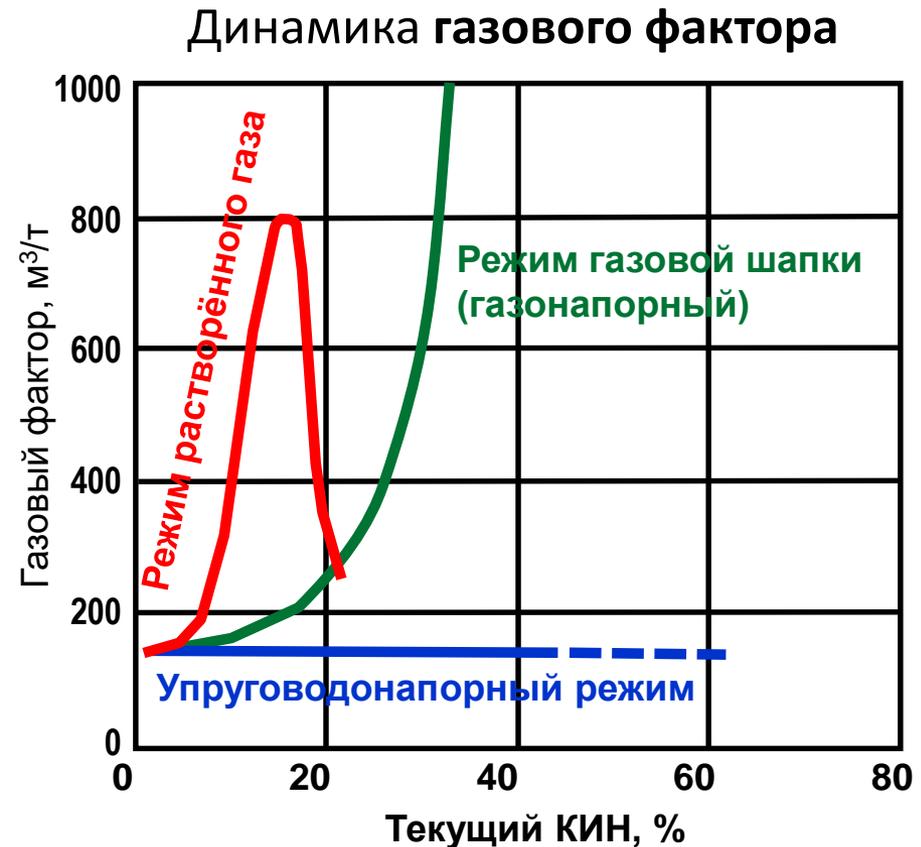
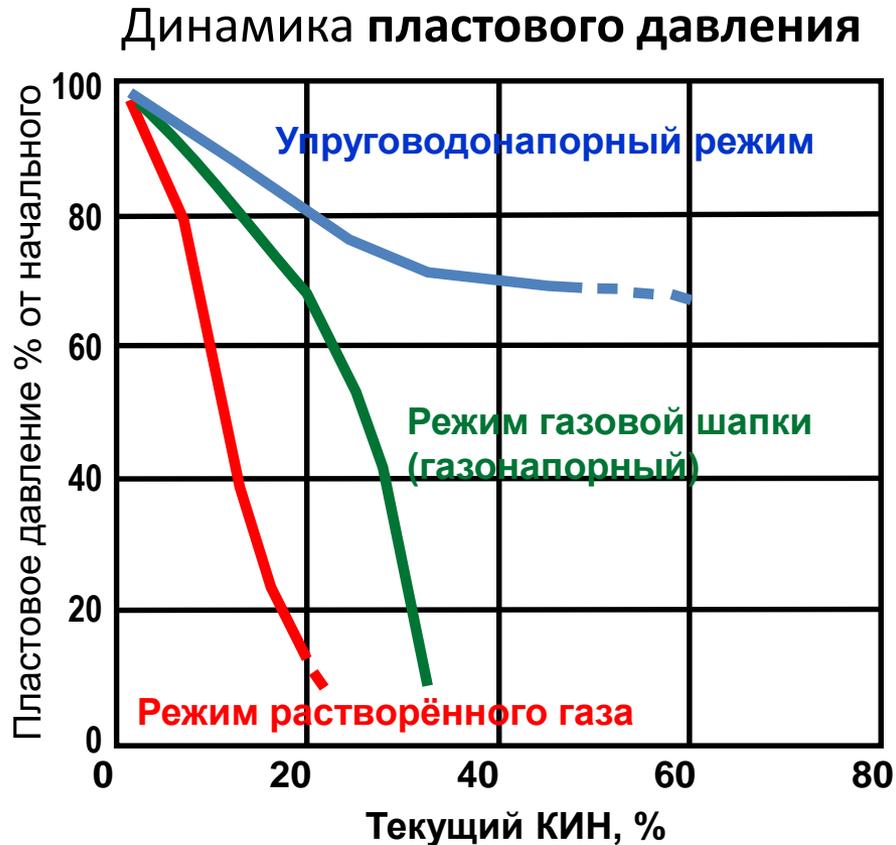
Пластовое давление при гравитационном режиме обычно составляет десятые доли МПа, газосодержание пластовой нефти – единицы м³ на 1 т.

Нефть отбирается очень низкими темпами («1-2 % в год от НИЗ»).



Слишком оптимистичный КИН для этих двух режимов!

«Визитные карточки» режимов



Почему у красного графика ГФ рост сопровождается падением, а у зелёного – нет?
Почему у синего графика ГФ рост вообще отсутствует?

Смешанные природные режимы

При наличии того или иного преобладающего режима разработки относительно небольшое действие могут оказывать и другие природные силы. Так, **при газонапорном** режиме заметное действие оказывает режим **растворённого газа** (ведь уже начальное пластовое давление равно давлению насыщения, а в ходе разработки оно снижается всё ниже).

При газонапорном режиме и режиме растворённого газа некоторую роль играют **упругие силы** породы и жидкости в пределах самой залежи.

Гравитационные силы могут проявлять себя в том числе и **при заводнении** (например, при закачке воды в мощный пласт с улучшенной проницаемостью в кровельной части процесс заводнения происходит иначе, чем при аналогичных условиях, но с улучшенной проницаемостью в подошвенной части пласта).

Вместе с тем, во многих случаях в залежи имеет место приблизительно "равноправное" действие двух (или даже трёх) видов энергии. Такие природные режимы называют **смешанными**.

В газонефтяных залежах смешанный природный режим часто складывается из одновременного действия напора краевых (подошвенных) вод и газовой шапки. В нефтяных залежах упруговодонапорный режим сопровождается снижением пластового давления, и с того момента, когда оно достигает давления насыщения (а рано или поздно это обычно происходит – при отсутствии ППД*), в дополнение к упруговодонапорному начинает действовать режим растворённого газа.

* ППД = поддержание пластового давления = закачка (обычно воды)

25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Краткая история заводнения

С начала развития нефтяной промышленности до 30-х годов XX века залежи нефти разрабатывались (за редкими исключениями) на режимах истощения, при этом извлекали не более 25 % от начальных геологических запасов нефти. Редко встречался естественный водонапорный режим, обеспечивавший более высокий КИН.

Первое искусственное заводнение произошло в Пенсильвании (США) ещё в 1865 г и явилось результатом случайности: вода поступила в пласт через заброшенные, но не законсервированные скважины сквозь нарушенную обсадку колонны, спустя несколько месяцев в действующих скважинах увеличилась добыча. Начало его массового внедрения – и в США, и в СССР – пришлось на 1940-е гг. В СССР успешное осуществление законтурного заводнения на Туймазинском месторождения в Башкирии (с 1948 г) способствовало внедрению заводнения и в других нефтегазоносных районах страны. По состоянию на начало 1980-х уже более 90% добываемой в СССР нефти добывалось с применением заводнения.

Преимущества использования именно воды для закачки в пласт:

- 1) общедоступность воды;
- 2) относительная простота процесса благодаря наличию гидравлического напора столба воды в скважине (в отличие от газа);
- 3) способность воды к эффективной фильтрации (не является «третьей фазой»);
- 4) относительно высокий коэффициент вытеснения нефти водой.

Решение о целесообразности ППД

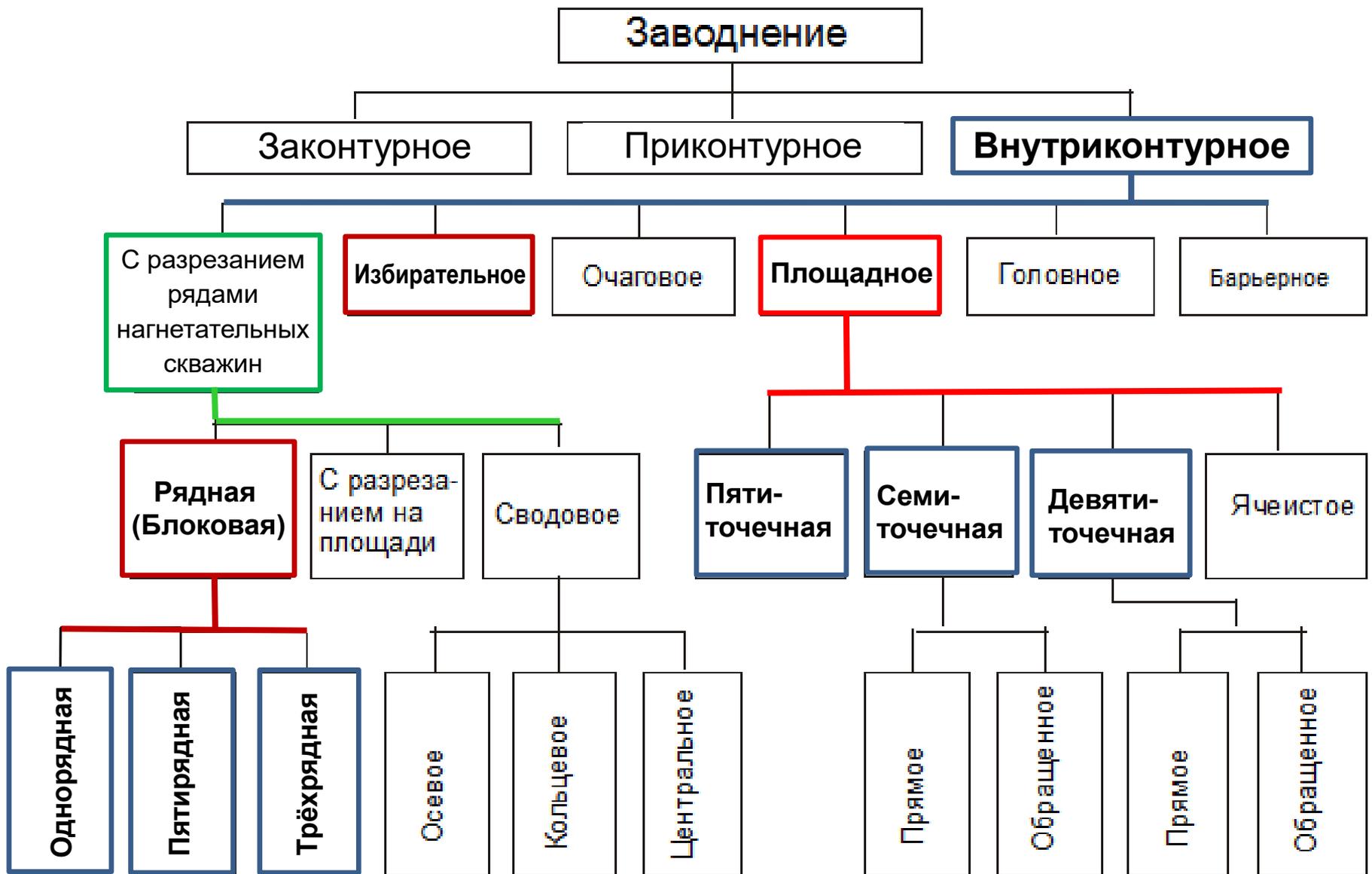
В настоящее время нефтяные залежи разрабатывают с использованием природных видов энергии в основном в тех случаях, когда они обладают водонапорным или достаточно активным упруговодонапорным режимом, т.е. когда за счет природных сил нефтеотдача может достигать 40 % и более. Малоэффективные природные режимы в самом начале разработки нефтяных залежей преобразуют в более эффективные (или дополняют ими) путем искусственного воздействия на пласт.

Поэтому природный режим нефтяных залежей должен устанавливаться уже ко времени составления первого проектного документа на разработку залежи для обоснования системы разработки, в том числе для решения вопроса о необходимости воздействия на пласт и для выбора метода воздействия.

К этому времени по нефтяной залежи обычно ещё не бывает данных о её эксплуатации, достаточных для того, чтобы судить о природном режиме. Поэтому вид режима определяют на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы и самой залежи: изучают характер и размеры природной водонапорной системы, взаимное расположение залежи и областей питания и стока, а также факторы, определяющие гидродинамическую связь различных точек системы: проницаемость, наличие тектонических нарушений и т.д.

В случаях, когда косвенных геологических данных оказывается недостаточно, необходим ввод залежи в непродолжительную **пробную (опытную) эксплуатацию** с организацией контроля за изменением пластового давления в самой залежи и в законтурной области, за поведением промыслового газового фактора, обводнённостью скважин, их продуктивностью.

Системы заводнения



Законтурное заводнение

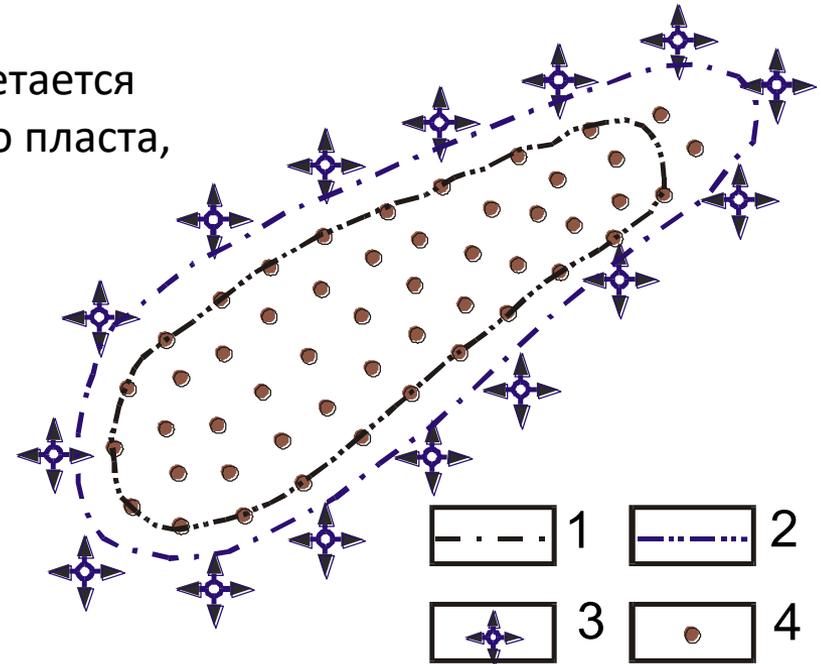
При этой разновидности заводнения вода нагнетается в законтурную водоносную часть продуктивного пласта, т.е. нагнетательные скважины располагаются **за внешним контуром нефтеносности** (но как можно ближе к нему).

В результате получается примерно тот же механизм вытеснения нефти из пласта водой, что и при природном водонапорном режиме, это обеспечивает высокие значения КИН.

Метод применим для разработки и нефтяных, и газонефтяных объектов, для залежей как пластового, так и массивного типа.

Данный метод достаточно эффективен при небольшой ширине залежи (до 5 – 6 км), малой вязкости пластовой нефти (до 10 – 20 сП), высокой проницаемости коллектора (0,4—0,5 мкм² и более), хорошей сообщаемости залежи с законтурной областью.

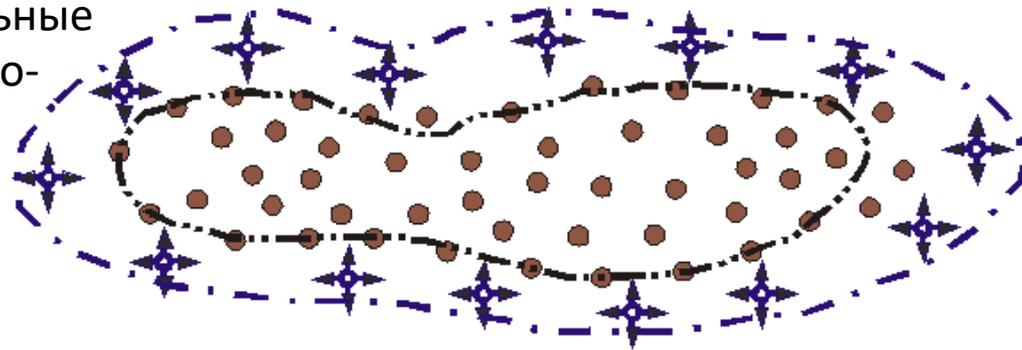
«В настоящее время метод применяется ограниченно, поскольку залежи с указанной совокупностью характеристик встречаются нечасто». А также, добавим, в связи с пониженными темпами отбора вследствие просаживания давления в центральной части залежи (**менее выгодно экономически**, несмотря на более высокий КИН по сравнению с внутриконтурными системами).



Контурсы нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний;
Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

Приконтурное заводнение

При этом виде заводнения нагнетательные скважины располагают в пределах водо-нефтяной зоны залежи (т.е. между внешним и внутренним контурами). Метод применяется в основном при тех же характеристиках залежи, что и законтурное заводнение, но при **плохой гидродинамической связи** залежи с законтурной зоной, а также при значительной ширине ВНЗ (большое расстояние снижает эффект от закачки).



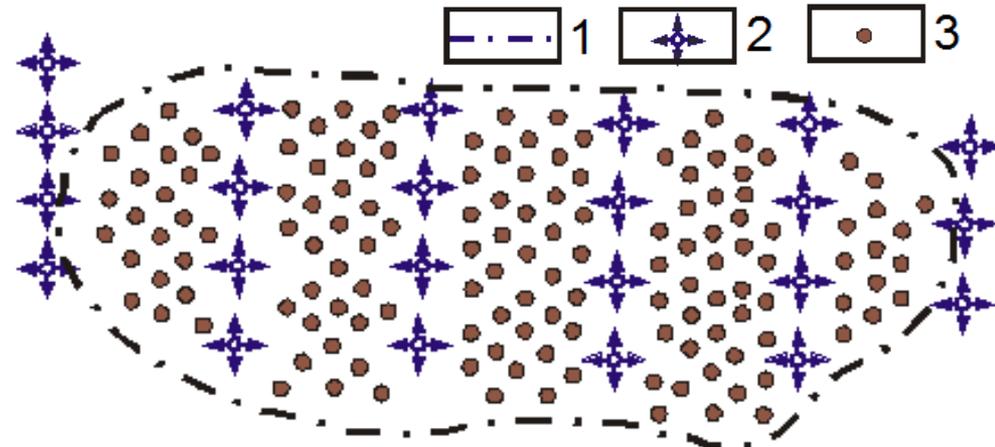
Контурности нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний;
Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

Плохая связь залежи с водоносной частью пласта может быть обусловлена ухудшением проницаемости пласта вблизи ВНК или наличием под ним или на его уровне водонепроницаемого экрана. Присутствие такого экрана особенно характерно для залежей в карбонатных коллекторах, где вторичные геохимические процессы могут приводить к закупорке пустот минеральными солями, твердыми битумами и др.

По принципам расположения скважин, соотношению числа добывающих и нагнетательных скважин, а также по значениям достигаемой нефтеотдачи (КИН) приконтурное заводнение мало отличается от законтурного. Общим является и недостаток: снижение давления в центральной части залежи и низкий темп отбора. Этот недостаток тем значительнее (для обеих систем), чем больше площадь залежи.

Рядные (блоковые) системы [внутриконтурное заводнение]

При блоковом заводнении нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси.



1 – контур нефтеносности (внешний);
Скважины: 2 – нагнетательные, 3 – добывающие

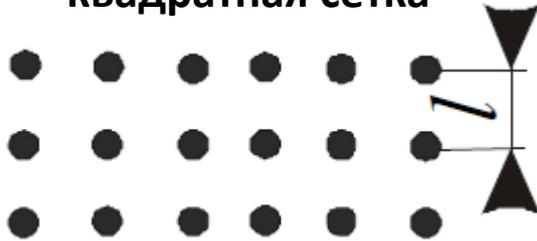
В зависимости от количества рядов добывающих скважин систему называют **пятирядной** (см. картинку), **трёхрядной** или **однорядной**.

Количество рядов добывающих скважин обычно **нечётное**, при этом внутренний ряд играет роль «стягивающего» (на финальном этапе разработки, после перевода под закачку остальных рядов добывающих). В противном случае полоса между двумя центральными рядами останется слабо затронутой вытеснением. При пятирядной, трехрядной и однорядной системах соотношение добывающих и нагнетательных скважин – около 5, 3 и 1 соответственно. Чем меньше это соотношение, тем в меньшей степени просаживается давление в центре каждого блока. Кроме того, чем меньше ширина блока в километрах (т.е. чем меньше расстояния между рядами), тем выше создаваемый закачкой горизонтальный градиент давления – с аналогичным последствием.

Геометрия размещения скважин в рядах

По размещению скважин сетки делятся на прямоугольные и треугольные. В рядных системах, как правило, применяется треугольное размещение

квадратная сетка

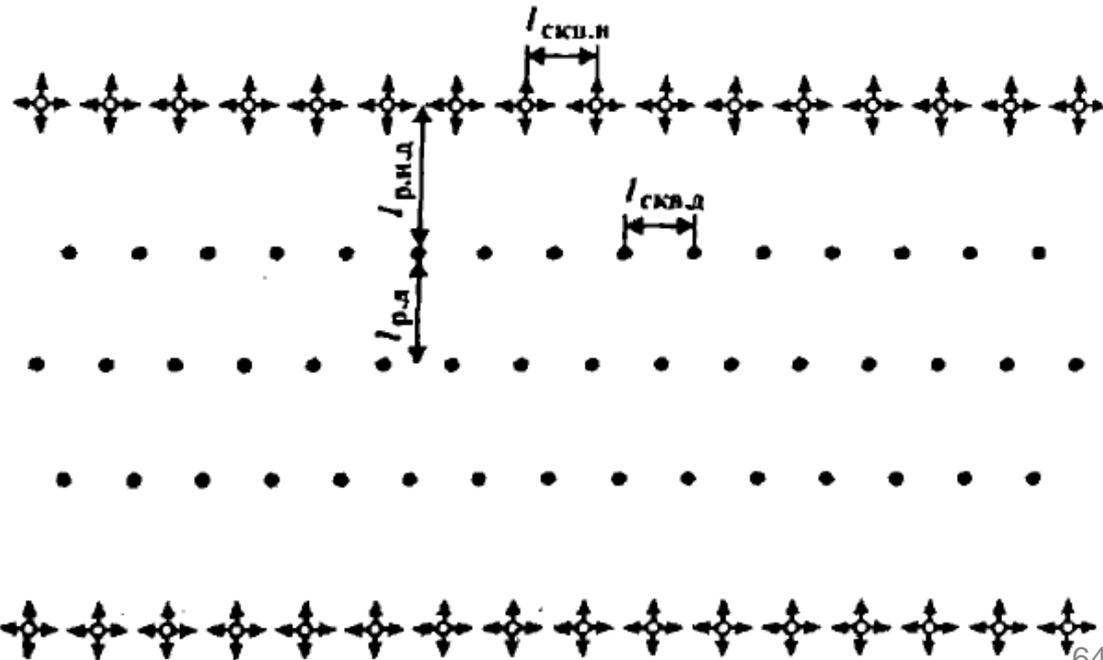


треугольная сетка



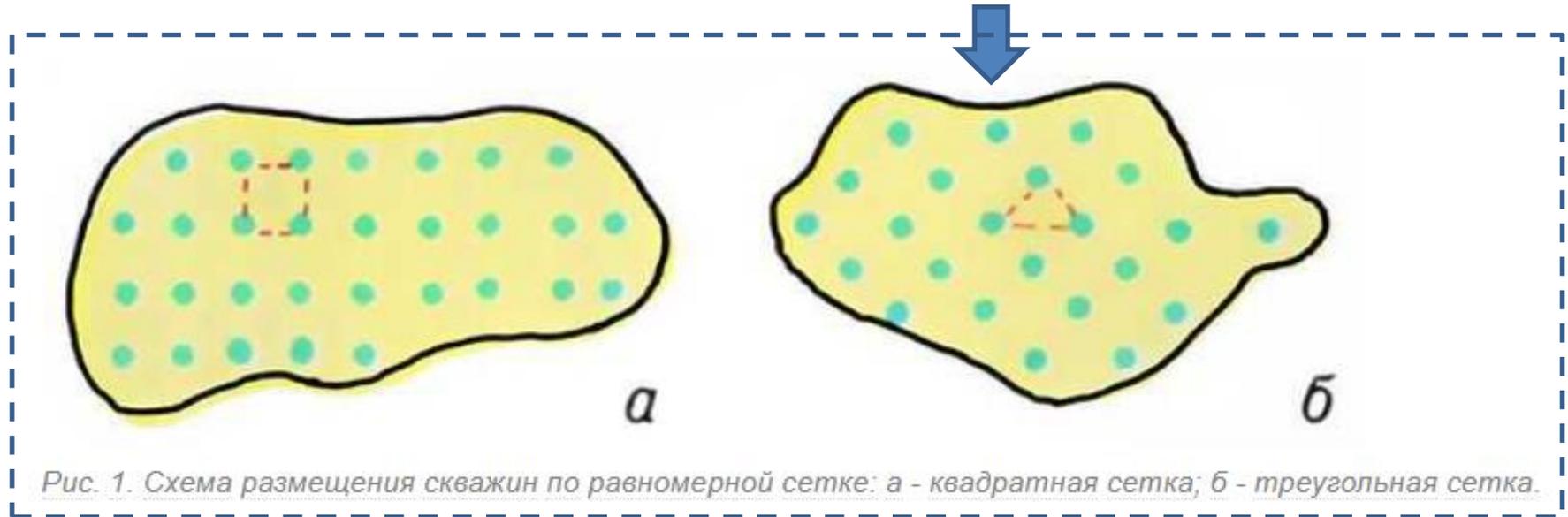
Расстояние между скважинами **в ряду** может отличаться от расстояния **между рядами**.

Расстояние между рядом нагнетательных и **первым рядом** добывающих скважин может отличаться от расстояния **между рядами добывающих**.



Странный рисунок из одного учебника

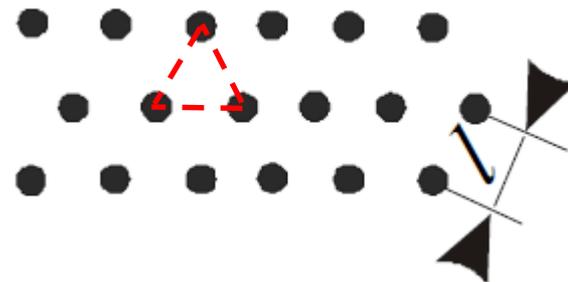
Пририсованный треугольник не отменяет геометрию расположения скважин.
Это тоже **квадратная** сетка, просто повернутая!



квадратная сетка



треугольная сетка



Отработка нагнетательных скважин

Обычно все нагнетательные скважины разрезающего ряда некоторое время используются в качестве добывающих. Этот период называется **отработкой**. Кроме непосредственной выгоды от добытой за этот период нефти, результатом является очистка призабойной зоны и локальное снижение пластового давления, что создаёт условия для успешного освоения скважин под закачку воды.

Затем скважины через одну осваивают под нагнетание, продолжая интенсивную добычу нефти из остальных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. После обводнения остальных (промежуточных) скважин ряда они также переводятся под закачку воды.

При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды. Отбор нефти из скважин добывающих рядов и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обуславливают расширение полосы воды, созданной вдоль ряда, и перемещение её границ в направлении к добывающим рядам. Таким путём обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение её в пласте к добывающим скважинам.

Отработка применяется и при других системах внутриконтурного заводнения.

Её длительность может составлять от нескольких месяцев до пары лет.

В общем случае оптимальная длительность отработки обратно пропорциональна удельной продуктивности пласта. [Но в случае значительного снижения пластового давления за этот период – потери в добыче *добывающих* скважин могут превысить выигрыш от добычи из *нагнетательных* скважин, находящихся в отработке.]

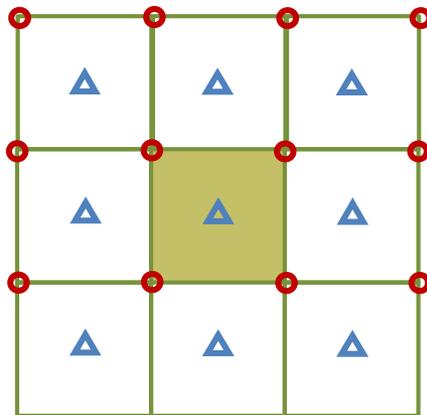
Площадные системы [внутриконтурное заводнение]

Другая разновидность внутриконтурного заводнения – площадное: нагнетательные (\triangle) и добывающие (\circ) скважины чередуются в геометрической закономерности.

Существует три основные площадные системы: 5-точечная, 7-точечная и 9-точечная.

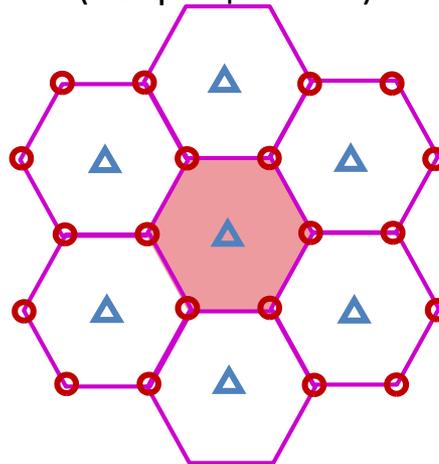
Ключевое различие между этими тремя системами – соотношение добывающих и нагнетательных скважин. Чтобы определить это соотношение, надо найти «базовый элемент».

Пятиточечная



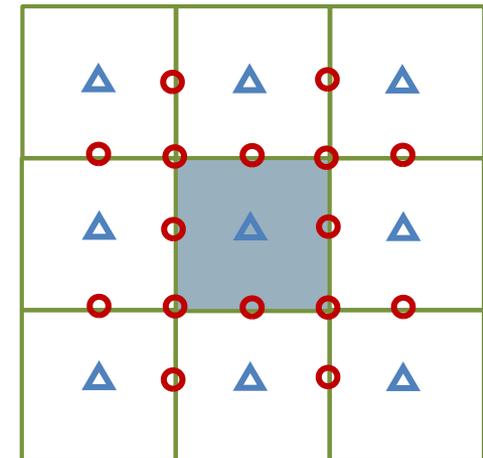
$$\frac{1}{4} + \frac{1}{4} + \frac{1}{4} + \frac{1}{4} = 1$$

Семиточечная («обращённая»)



$$\frac{1}{3} + \frac{1}{3} + \frac{1}{3} + \frac{1}{3} + \frac{1}{3} + \frac{1}{3} = 2$$

Девятиточечная («обращённая»)



$$\frac{1}{4} + \frac{1}{4} + \frac{1}{4} + \frac{1}{4} + \frac{1}{2} + \frac{1}{2} + \frac{1}{2} + \frac{1}{2} = 3$$

R = ?

В 5-точечной каждая угловая добывающая скважина относится к 4 элементам.

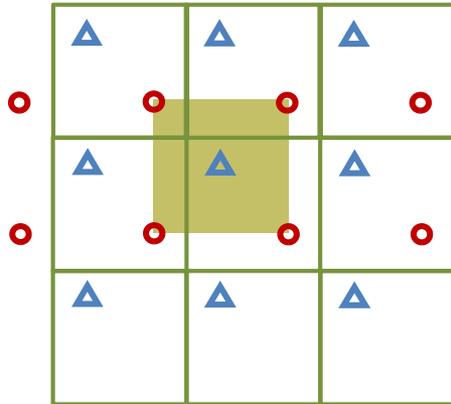
Соответственно, на один элемент каждая из них работает на $\frac{1}{4}$. Следовательно, $4 \cdot \frac{1}{4} = 1$.

Аналогично, в 7-точечной каждая нагнетательная скважина окружена шестью добывающими, каждая из которых работает на 3 элемента. $6 \cdot \frac{1}{3} = 2$.

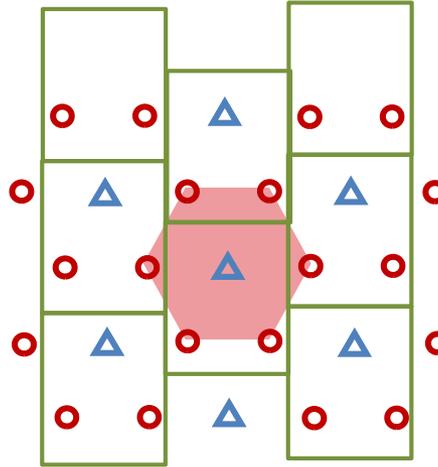
В 9-точечной на 1 нагнетательную приходится 4 угловые добывающие, работающие на 4 элемента, и 4 срединные добывающие, работающие на 2 элемента. $4 \cdot \frac{1}{4} + 4 \cdot \frac{1}{2} = 3$.

Пара уточнений

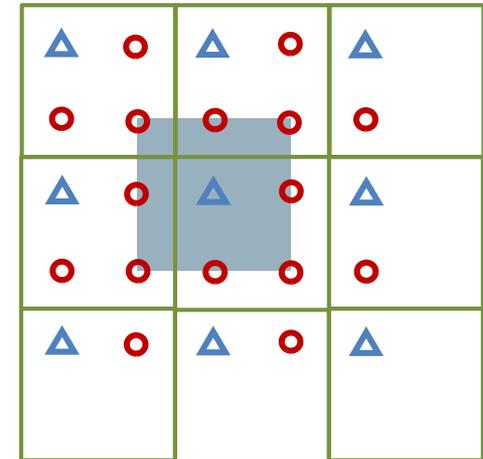
Пятиточечная



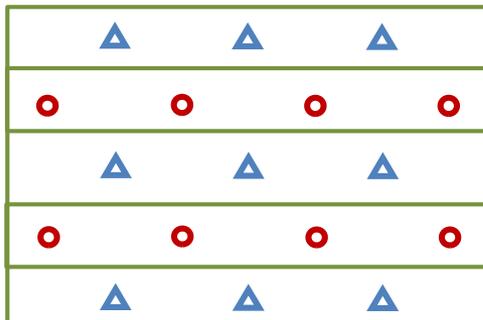
Семиточечная («обращённая»)



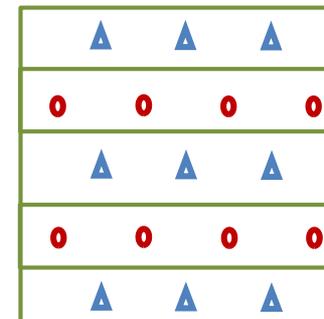
Девятиточечная («обращённая»)



«Трактовка» 5-точечной в качестве однорядной

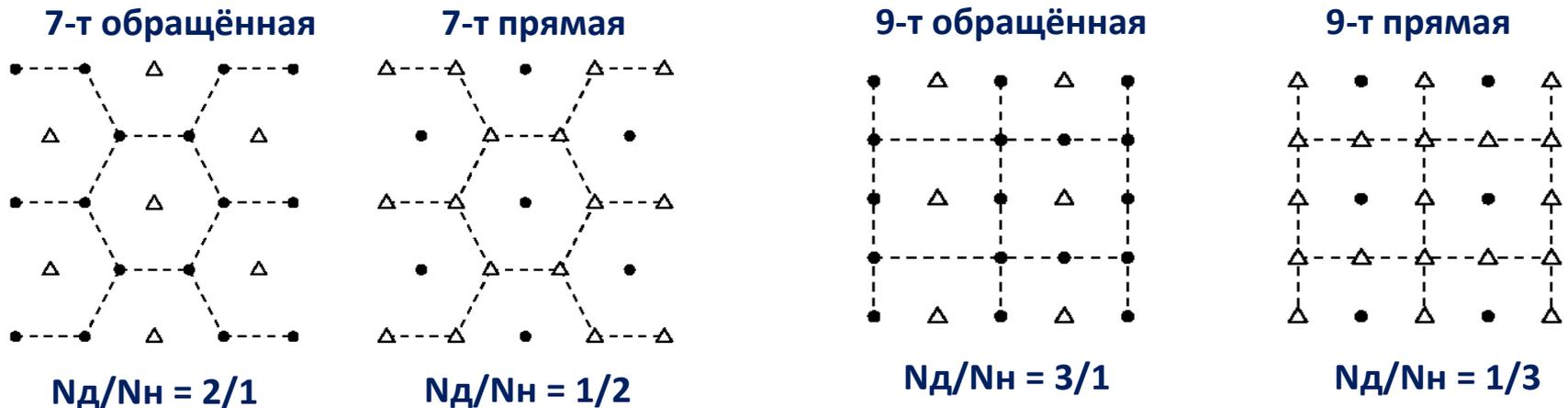


Правда, расстояние между «рядами» оказывается меньше, чем расстояние между скважинами в ряду, что нехарактерно для рядных систем. Для большего сходства «требуется» небольшая деформация (растяжение):



Прямые и обращённые 7-точ. и 9-точ. системы

Прямые 7-точечная и 9-точечная системы отличаются от соответствующих обращённых систем тем, что в них нагнетательные и добывающие скважины размещены наоборот. Соотношение N_d/N_n в них является обратным ($1/2$ и $1/3$).



Площадные системы обладают большей активностью по сравнению с системами, рассмотренными выше, поскольку с самого начала разработки каждая добывающая скважина непосредственно контактирует с нагнетательными.

В то время как в рядных системах (3-рядной, 5-рядной и 7-рядной) под непосредственным влиянием нагнетательных скважин длительное время находятся лишь скважины внешних добывающих рядов.

Аналогично обстоит дело с системами законтурного и приконтурного заводнения.

Смысл соотношения $N_{\text{доб}}/N_{\text{нагн}}$ (1/2)

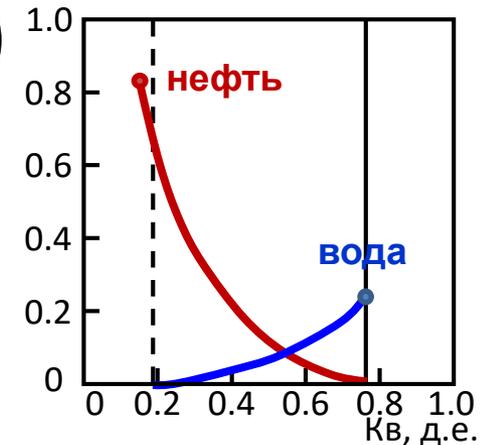
Общий вид формулы Дюпюи:
$$Q = \frac{K h (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \rho}{18.42 \mu B (\ln(r_e/r_w) - 0.5 + S)}$$

Дебит
добывающих:

$$Q_H = \frac{k_H h (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \rho_H}{18.42 \mu_H B_H (\ln(r_e/r_w) - 0.5 + S)}$$

Приемистость
нагнетательных:

$$Q_B = \frac{k_B h (P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}) \rho_B}{18.42 \mu_B B_B (\ln(r_e/r_w) - 0.5 + S)}$$



k_H и k_B — фазовые проницаемости по нефти и по воде (причём это предельные значения фазовых проницаемостей: полагаем водонасыщенность минимальной в окрестности добывающей скважины и максимальной — в окрестности нагнетательной скважины);

$(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})$ — **депрессия** на забое добывающей скважины, обозначим её ΔP_D ;

$(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})$ — **репрессия** на забое нагнетательной скважины, обозначим её ΔP_H .

В общем случае необходим **баланс между добычей и закачкой**: $N_{\text{доб}} \cdot Q_H = N_{\text{нагн}} \cdot Q_B$

Пренебрегаем разностью плотностей и объёмных коэффициентов: они переводят пластовые объёмы в поверхностные тонны, а нас интересует **баланс объёмов**

воды и нефти **в пласте** $\Rightarrow Q_B/Q_H = [k_B \Delta P_H / \mu_B] / [k_H \Delta P_D / \mu_H] = [k_B \mu_H] / [k_H \mu_B] \cdot [\Delta P_H / \Delta P_D]$

Таким образом, набор этих параметров определяет соотношение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Отсюда получаем искомое соотношение количеств тех и других скважин, $N_{\text{доб}}/N_{\text{нагн}}$.

Смысл соотношения $N_{\text{доб}}/N_{\text{нагн}}$ (2/2)

Итак, необходим баланс между добычей и закачкой:

$N_{\text{доб}} \cdot Q_{\text{н}} = N_{\text{нагн}} \cdot Q_{\text{в}}$. Таким образом,

$$N_{\text{доб}}/N_{\text{нагн}} = Q_{\text{в}}/Q_{\text{н}} = [k_{\text{в}} \mu_{\text{н}}] / [k_{\text{н}} \mu_{\text{в}}] \cdot [\Delta P_{\text{н}}/\Delta P_{\text{д}}]$$

Предельные значения фазовых проницаемостей

являются свойствами пласта, определяются по керну.

Депрессия в добывающих скважинах зависит от глубины залегания продуктивного пласта.

Например, на глубине 3 км – $P_{\text{пл}} \approx 300$ атм \Rightarrow можно создать $\Delta P_{\text{д}}$ в 250 атм;
а на глубине 1 км – $P_{\text{пл}} \approx 100$ атм \Rightarrow депрессия заведомо меньше 100 атм.

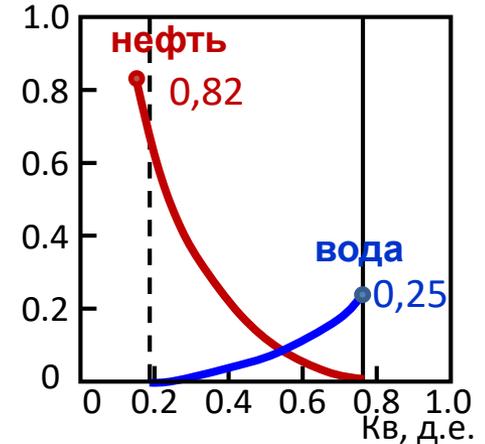
Репрессия в нагнетательных скважинах не зависит от глубины залегания пласта, т.к. вес столба воды в нагнетательной скважине «добавляется» к репрессии, созданной компрессором на устье скважины.

Вязкость закачиваемой воды изменяется в узких пределах, порядка 0.5 мПа·с.

Ключевой параметр в этой группе – **вязкость нефти**: она может изменяться от первых единиц (в предельном случае даже долей) до десятков мПа·с (и более).

Подытожим: при высокой вязкости нефти и малой глубине пласта **1 нагнетательная** скважина может компенсировать отборы **нескольких добывающих**.

Между тем, при низкой вязкости нефти и глубине порядка 3 км приемистость нагнетательной может оказаться *ниже* дебита добывающей – в этом случае и может оказаться востребованной, к примеру, прямая семиточечная система с $N_{\text{доб}}/N_{\text{нагн}} = 0,5$.



Плотность сетки скважин

Плотность сетки скважин (ПСС) – площадь нефтеносности, приходящаяся на одну скважину (считая нагнетательные), в гектарах. $1 \text{ га} = 100 \text{ м} \times 100 \text{ м} = 10 \text{ тыс. м}^2$
ПСС варьируется в диапазоне 1 – 100 га/скважину (т.е. расстояния 100 – 1000 м).

Весьма редкие: 42 – 100 га/скв. или 600 x 700 – 900 x 1100 м; применяются при монолитном коллекторе, высокой проницаемости, низкой вязкости нефти.

Редкие: 30 – 40 га/скв. или 500 x 600 – 600 x 650 м; для залежей с вязкостью не более 5 мПа · с, с высокой проницаемостью коллектора не менее 300-400 мД.

Средние: 16 – 28 га/скв. или 400 x 400 – 500 x 560 м; для залежей с относительной неоднородностью коллекторов, с повышенной вязкостью нефти (до 20 мПа · с), со средними значениями проницаемости.

Плотные: менее 16 га/скв. или < 400 x 400 м; для залежей с неоднородными, невыдержанными коллекторами, с высокой вязкостью нефти (более 20 мПа · с), с низкой проницаемостью пластов.

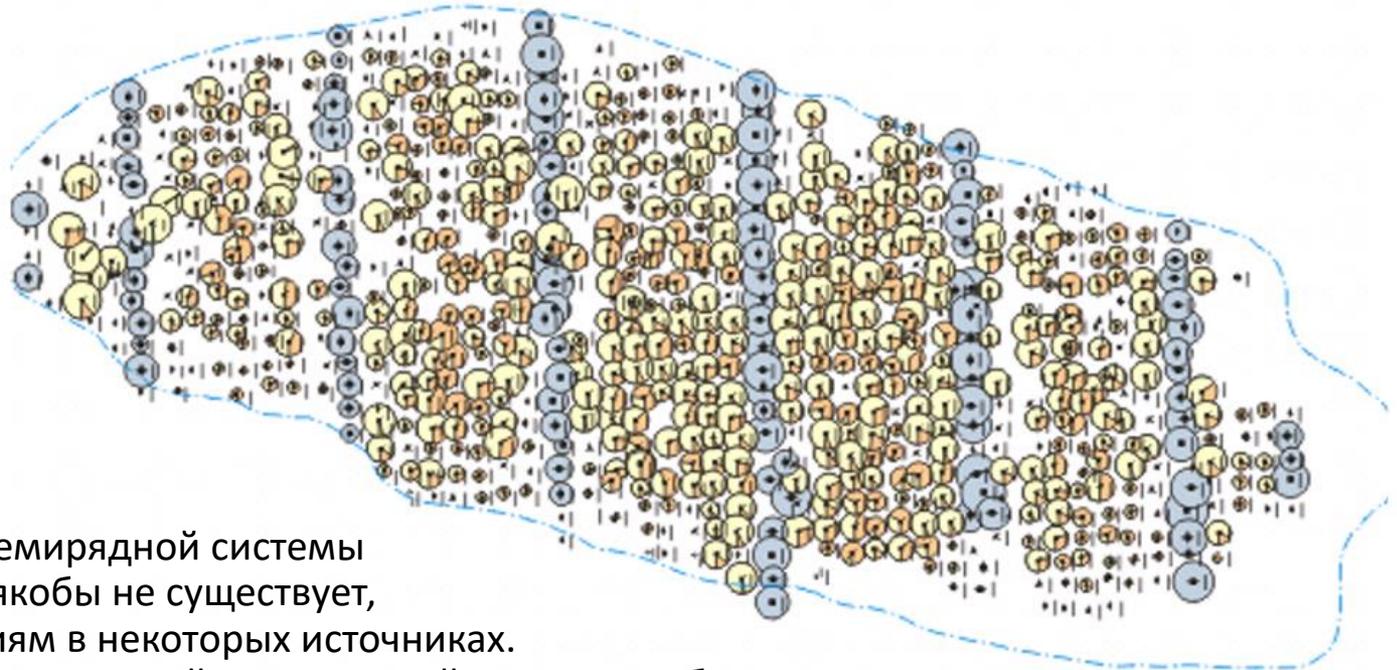
Выбор оптимальной плотности сетки скважин – одна из сложных проблем при проектировании разработки. Как правило, задаются несколькими значениями плотности сетки скважин, проводят расчёты на гидродинамических моделях и выбирают вариант, оптимальный с точки зрения КИН и экономики проекта. (См. слайд 8 и слайд 90.)

Примечание 1: при треугольном размещении скважин тем же расстояниям соответствует другая плотность сетки, но поправочный коэффициент близок к единице ($3^{0.5}/2 \approx 0.87$)

Примечание 2: На данном слайде информация приведена для систем ННС! У ГС другая геометрия дренирования (эллипс, а не круг) и, соответственно, бо́льшая площадь дренирования => => более редкие сетки скважин (они зависят, в том числе, от длины горизонтального ствола).

Карты текущих и накопленных показателей разработки

На картах **текущих** показателей **радиусы** кругов пропорциональны текущему **дебиту** добывающих – в т/сут. (жидкость, не нефть!) и **приемистости** нагнетательных скважин – в м³/сут. На картах **накопленных** показателей **площади** кругов пропорциональны **накопленной добыче** добывающих (тоже жидкость) и **накопленной закачке** нагнетательных скважин (тыс. т.; тыс. м³). Жёлтый или голубой сектор у добывающих скважин – доля воды в дебите или добыче жидкости.

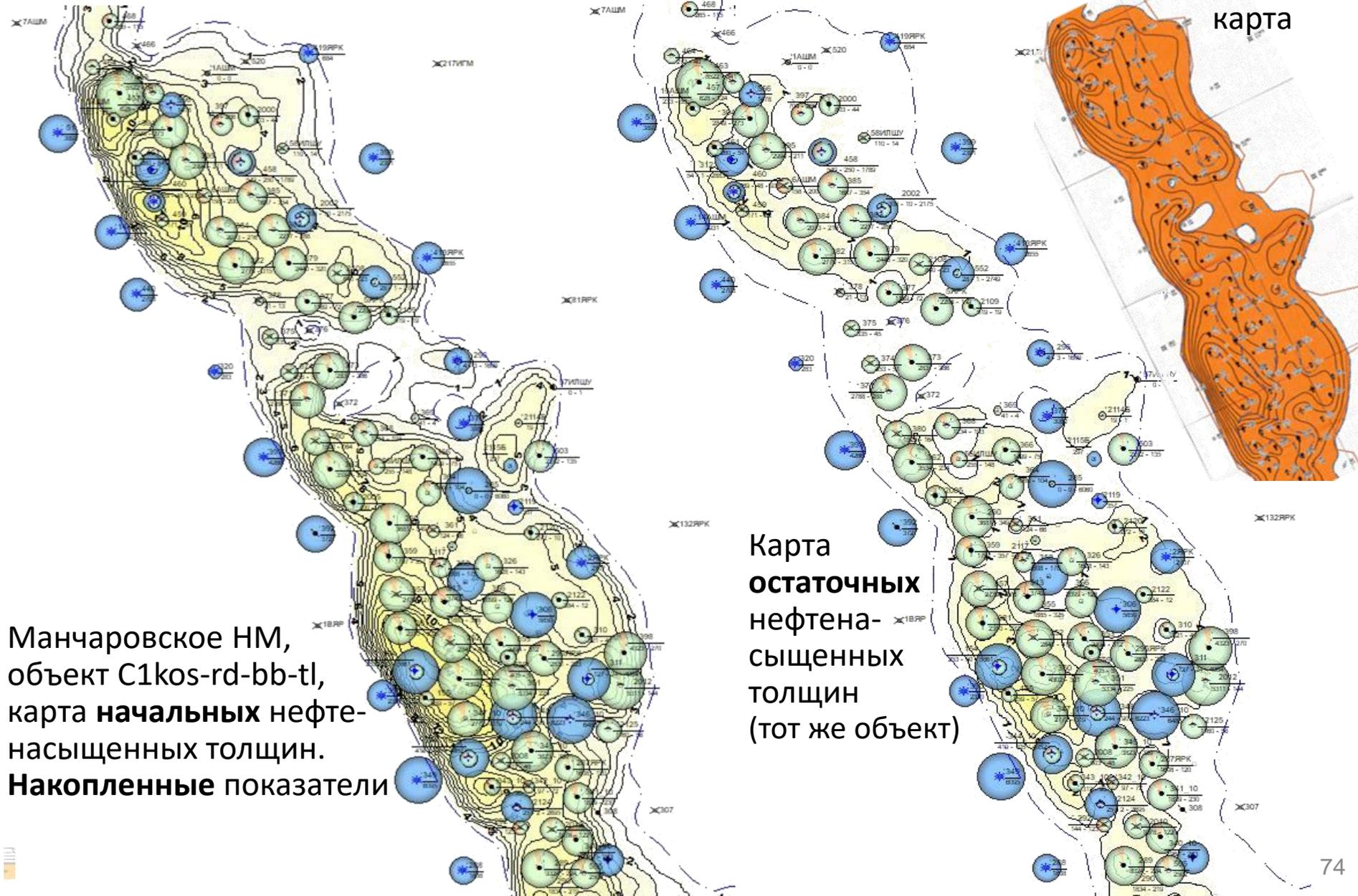


Это, кстати, пример семирядной системы разработки, которая якобы не существует, судя по классификациям в некоторых источниках.

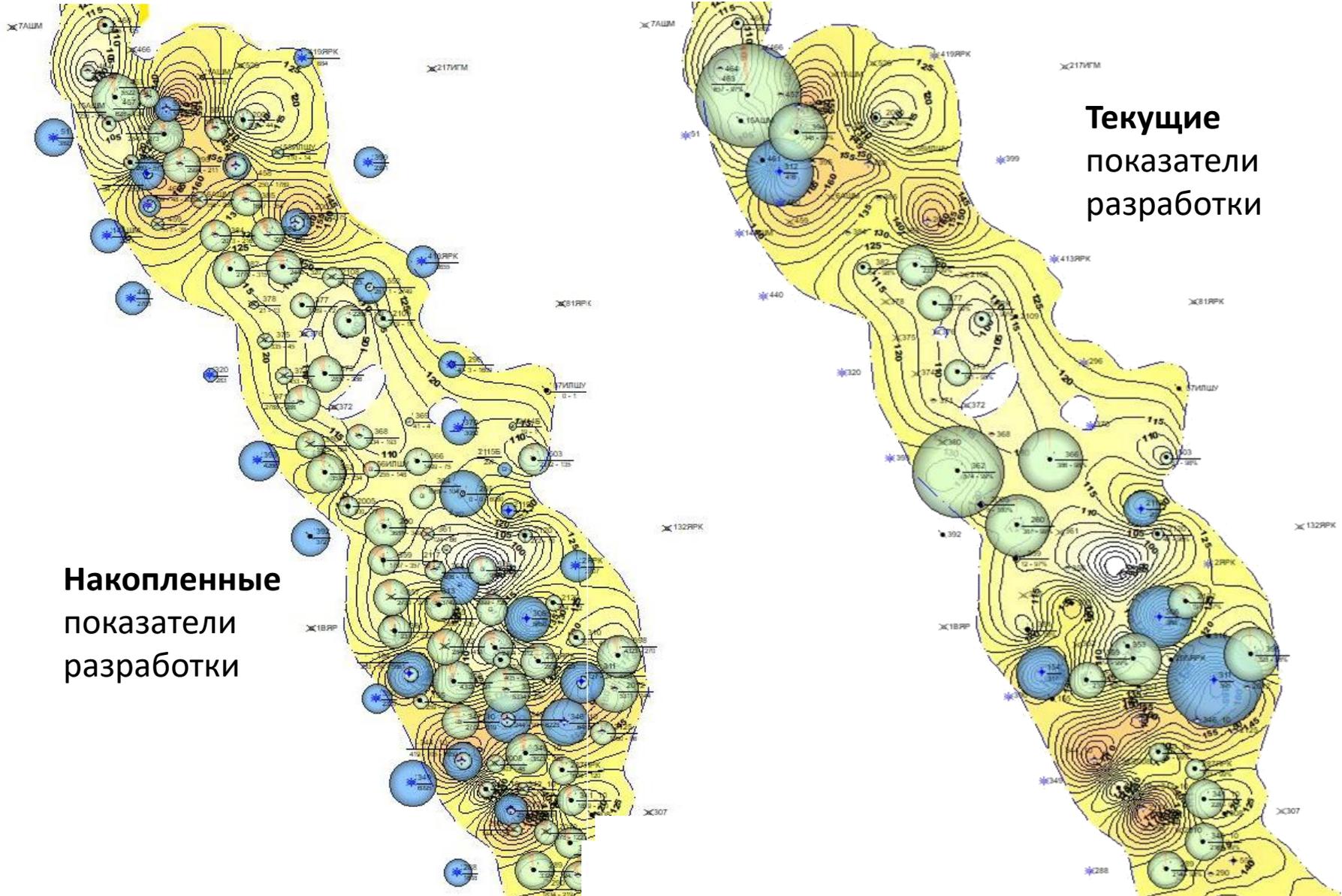
Впрочем, эффективность данной системы, действительно, более низкая (по сравнению с 5-рядной и 3-рядной) из-за ослабленного воздействия ППД на добывающие ряды в центре блоков. Но в данном конкретном случае залежь водоплавающая и с большой газовой шапкой (это пласт ПК₁₉₋₂₀ Барсуковского ГНМ в ЯНАО).

Пример системы законтурного заводнения (западная и северо-восточная части залежи)

Структурная
карта



Этот же объект, карта текущих пластовых давлений (карта изобар)



Пример семиточечной системы заводнения

Текущие
показатели
разработки



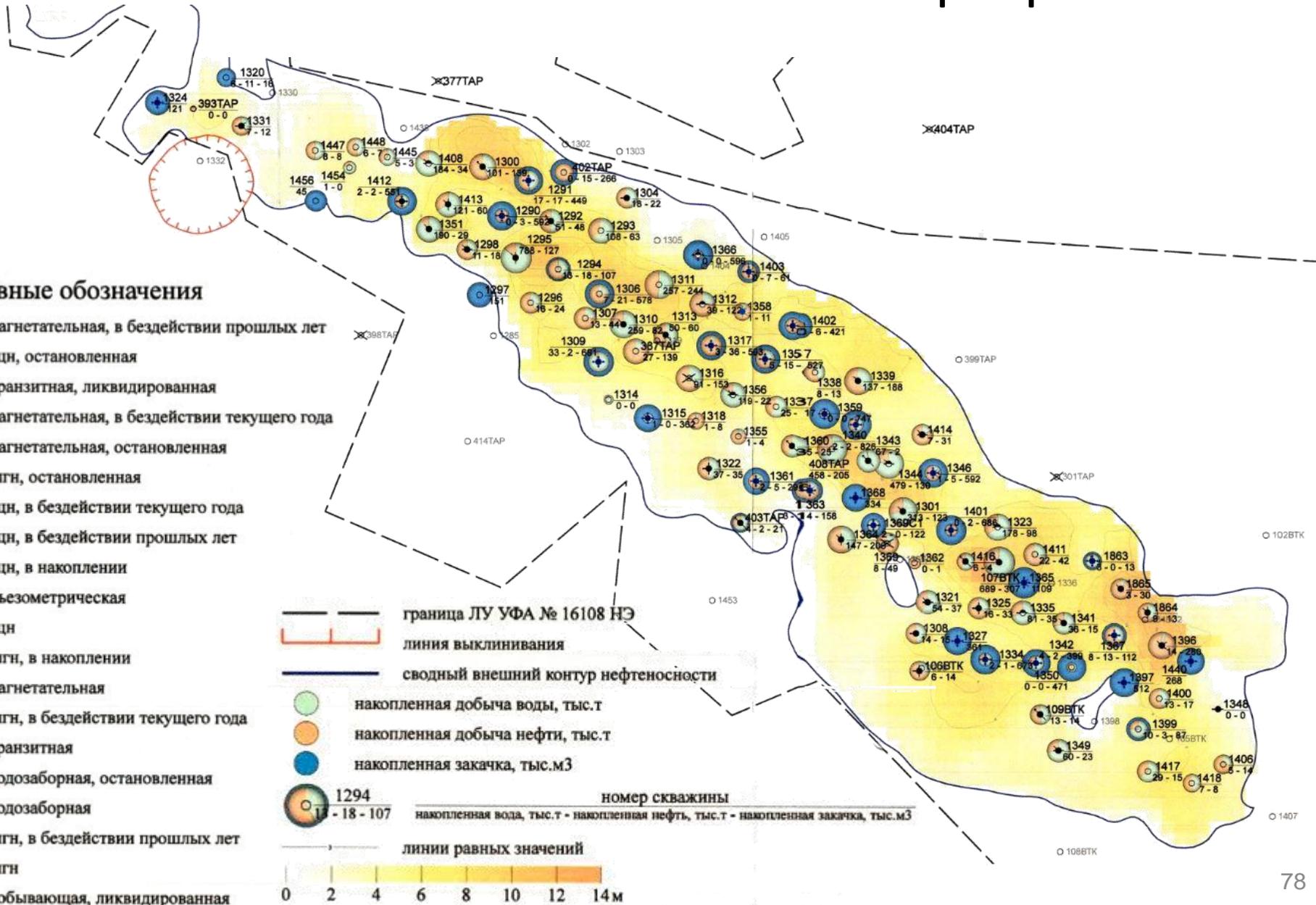
Без отработки
на данный объект

Накопленные
показатели
разработки



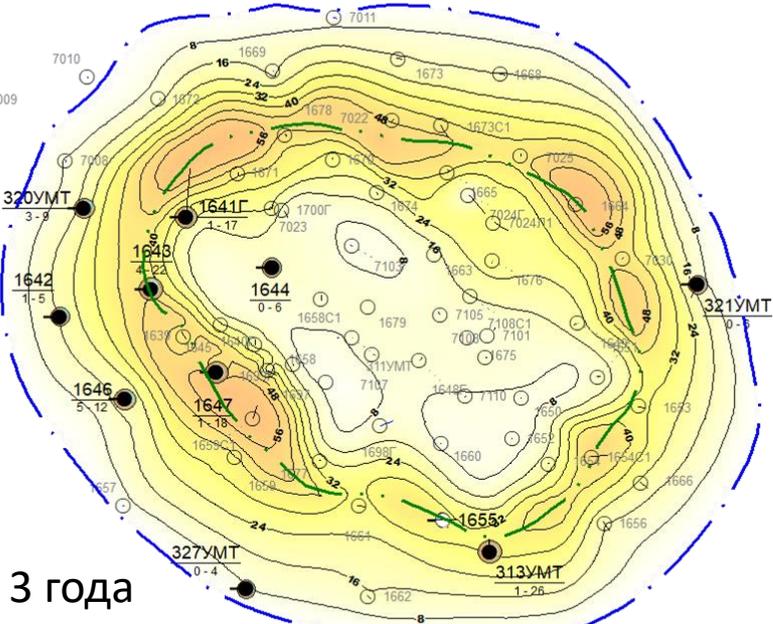
Нагнетательные
с отработкой
на данный объект

Пример избирательной системы заводнения Накопленные показатели разработки

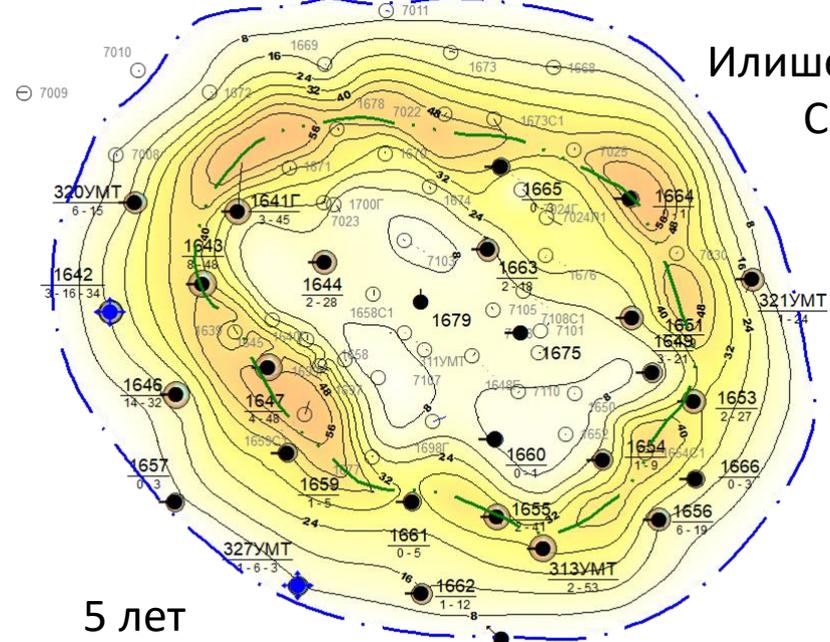


История разработки одной залежи (1/3)

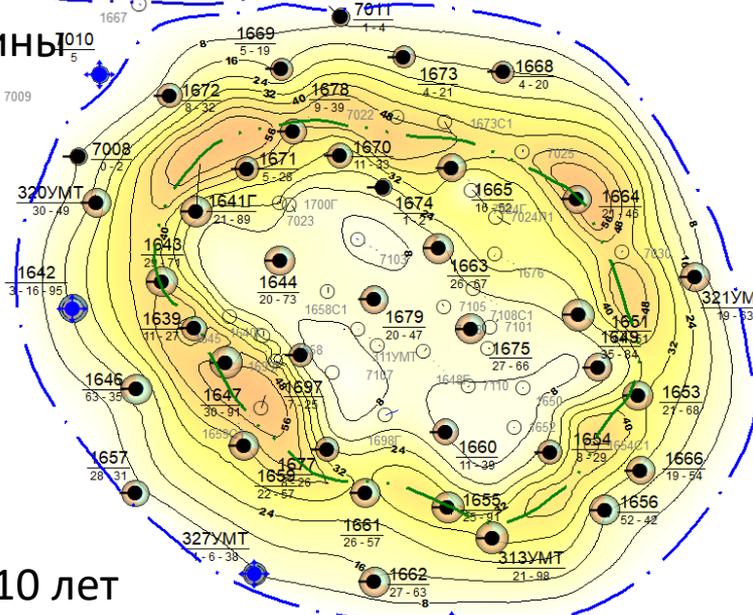
Илишевское НМ,
C1rd-bb



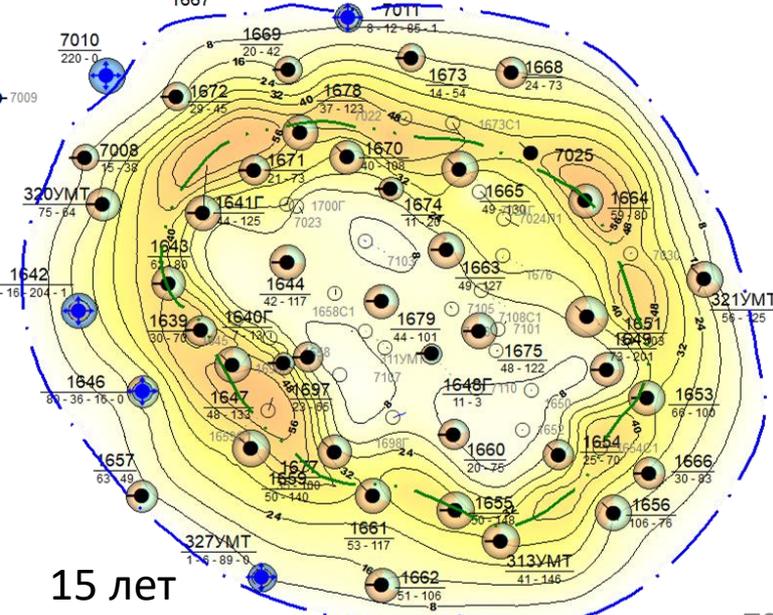
3 года
после запуска
первой скважины



5 лет



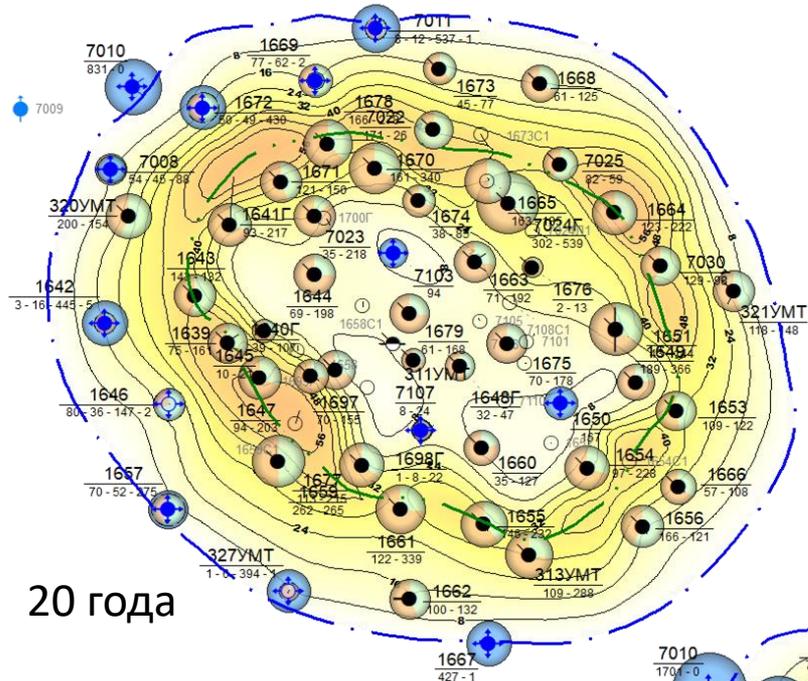
10 лет



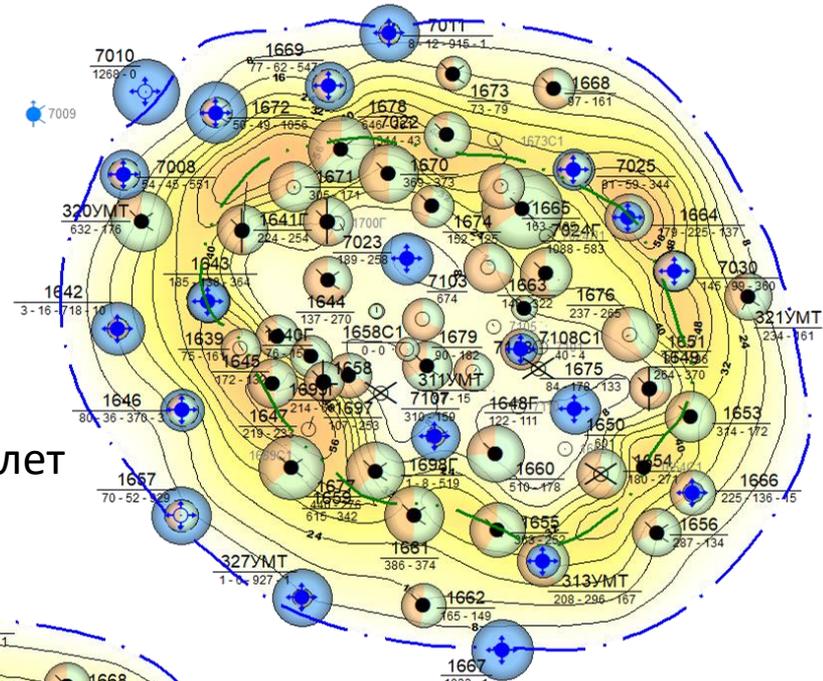
15 лет

Карты
начальных
нефтенасыщенных
толщин

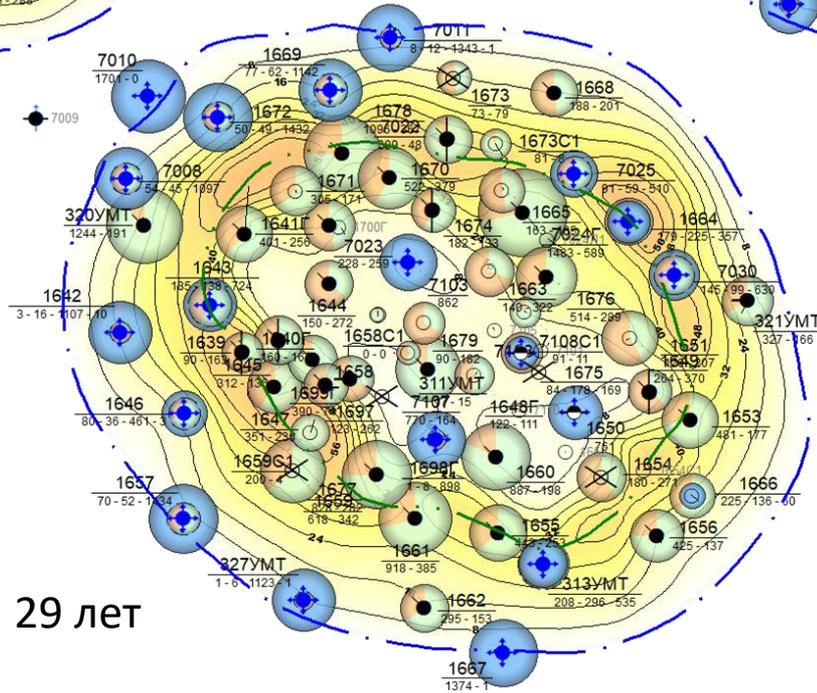
История разработки одной залежи (2/3)



20 года



25 лет

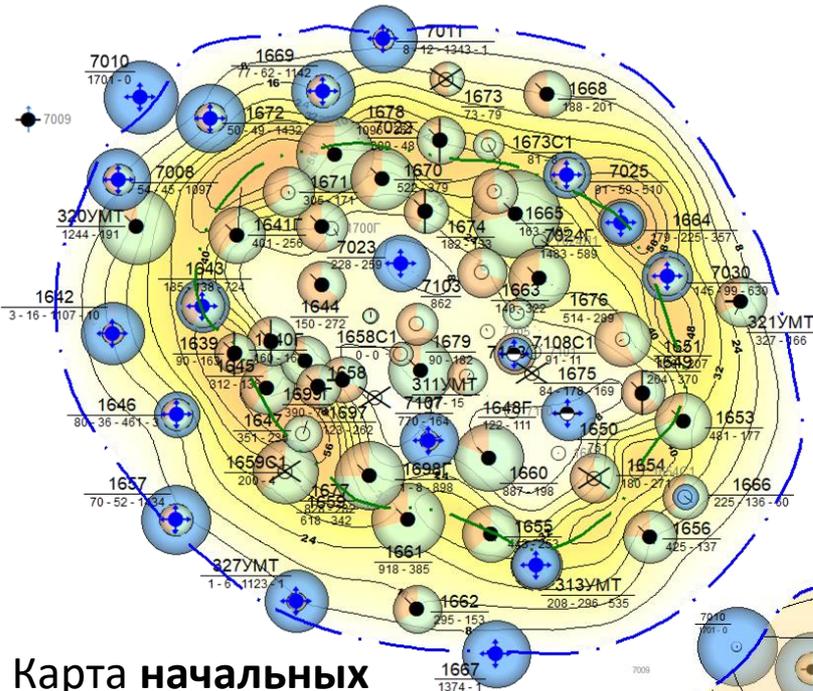


29 лет

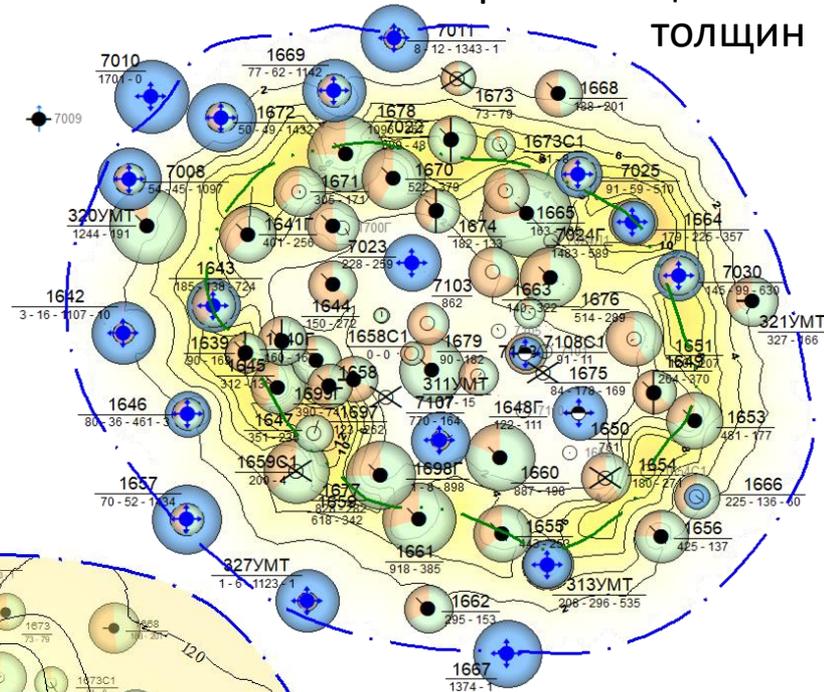
Карты
начальных
нефтенасущенных
толщин

История разработки одной залежи (3/3)

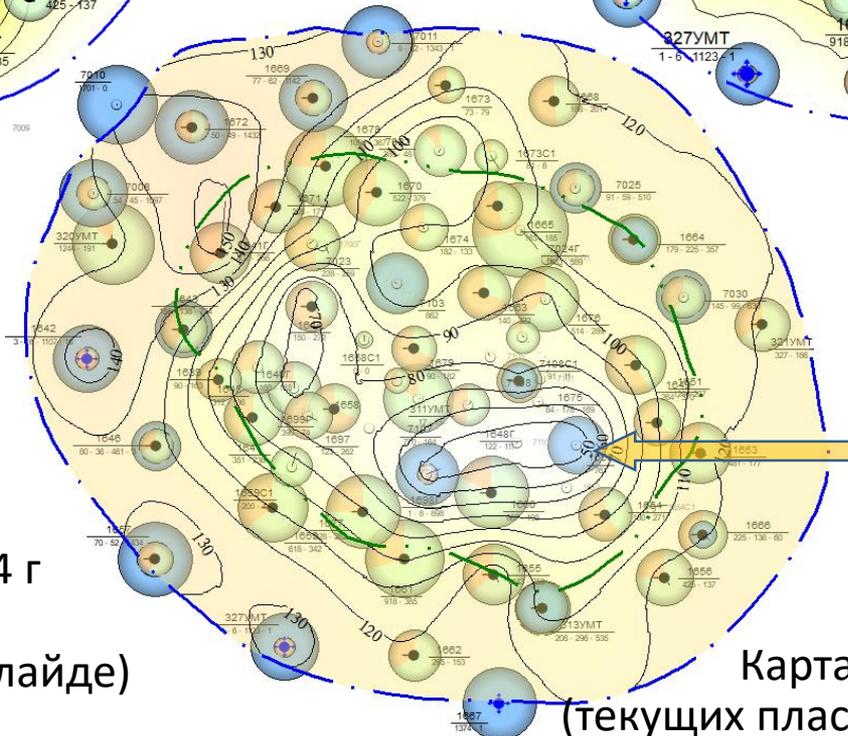
Карта остаточных нефтенасыщенных толщин



Карта начальных нефтенасыщенных толщин



На всех трёх картах – накопленные показатели разработки, декабрь 2024 г (совпадает с последней картой на предыдущем слайде)



Карта изобар (текущих пластовых давлений)

Нелогичность: область просаженного давления, несмотря на большой объём закачки от 3 скважин

25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Понятие геологической неоднородности

Геологическая неоднородность – пространственная изменчивость природных характеристик горных пород, слагающих продуктивный горизонт.

Макронеоднородность характеризует распределение пропластков коллекторов и неколлекторов, является мерой их протяжённости и чередования по простиранию (т.е. по площади) и по разрезу (т.е. по глубине) – соответственно **зональная** и **послойная** неоднородность. В частности, она характеризует изменчивость общей, эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной толщин пласта (горизонта), а также толщин отдельных пропластков.

В качестве количественных характеристик макронеоднородности используются коэффициент песчанистости, коэф. расчленённости и ряд других коэффициентов.

Микронеоднородность выражается в изменчивости вещественного состава и фильтрационно-емкостных свойств коллектора – тоже по площади и по разрезу. В первую очередь, проницаемости. Но также пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости, карбонатности и других свойств. Интенсивность неоднородности по проницаемости зависит от условий формирования коллекторов: от литологического и гранулометрического состава, степени цементации и глинистости; а также от вторичных процессов в карбонатных породах (формирование каверн и трещин).

Примечание: противопоставление «макро-» и «микро-» представляется мне в данном случае не вполне удачным, поскольку оба типа неоднородности характеризуют изменчивость свойств в масштабе всей залежи, то есть на макроуровне. Но это общепринятые термины.

Коэф. песчанистости и коэф. расчленённости

Коэффициент песчанистости – отношение эффективной толщины пласта к его общей толщине. Он показывает, какую долю занимают коллекторы в общем объёме продуктивного горизонта. Определяется как среднее значение по скважинам:

$$K_{\text{песч}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{h_{\text{эф}i}}{h_{\text{общ}i}}$$

$h_{\text{эф}}$ и $h_{\text{общ}}$ – значения эффективной и общей толщины пласта (горизонта) в i -той скважине, N – количество скважин.

[о проблеме кластеризации при осреднении]

(Данный термин применяется и для терригенных, и для карбонатных коллекторов.)

Коэффициент расчленённости – среднее по площади залежи количество прослоев коллектора, слагающих горизонт. Тоже определяется как среднее по скважинам:

$$K_{\text{расчл}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N n_i$$

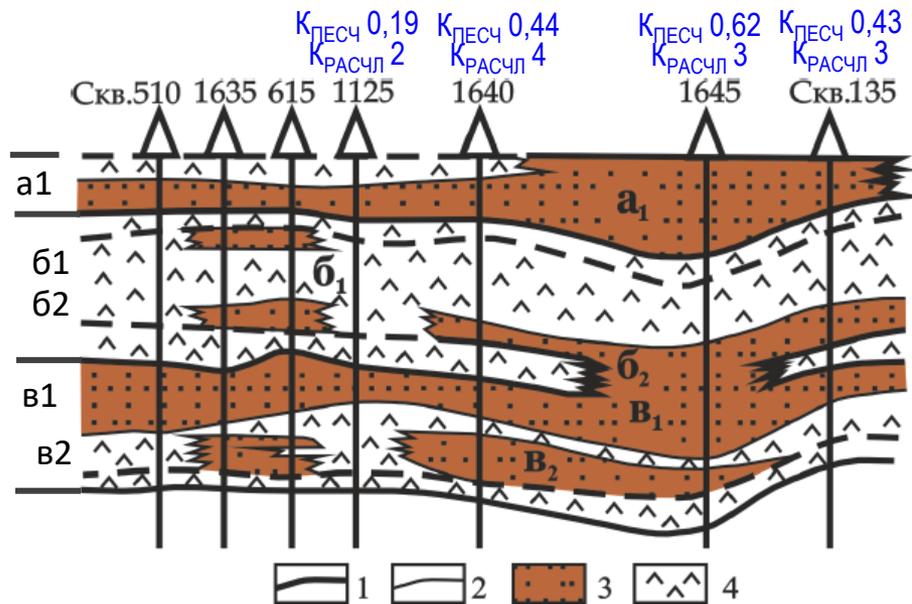
n_i – число нефтенасыщенных пластов и пропластков, вскрытых i -той скважиной.

Скважины, вскрывшие зоны замещения коллектора, не учитываются при расчёте коэффициентов $K_{\text{песч}}$ и $K_{\text{расчл}}$ (то есть нули не участвуют в осреднении).

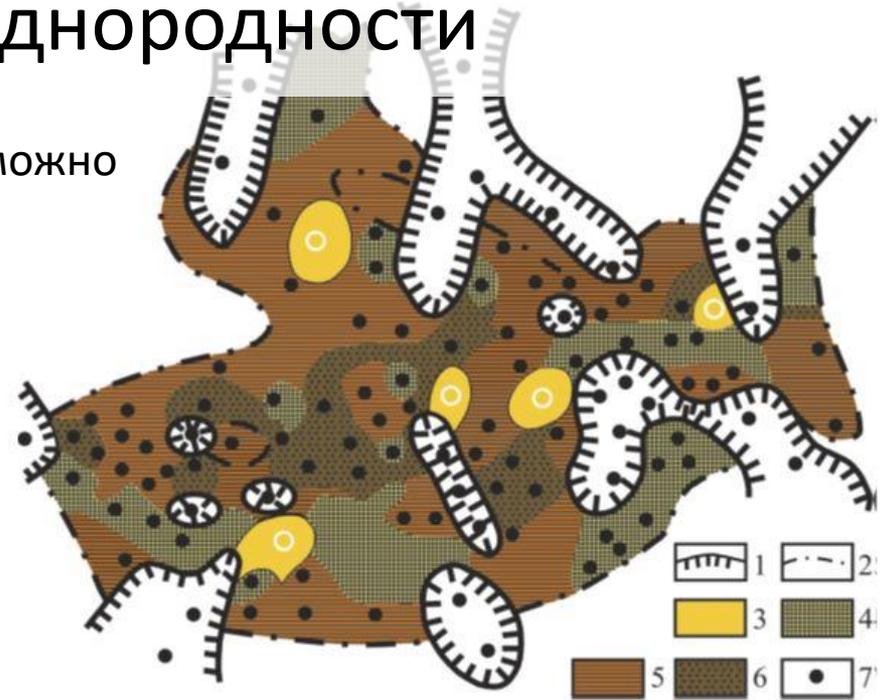
Если $K_{\text{расчл}} = 1$ и $K_{\text{песч}} = 1$, то продуктивный горизонт сложен монолитным пластом коллектора. Если $K_{\text{расчл}} = 1$, а $K_{\text{песч}} < 1$, то продуктивный горизонт представлен коллектором, хорошо выдержанным по площади, при этом в кровле и/или подошве горизонта имеются интервалы непроницаемых пород. Если $K_{\text{расчл}} > 1$, то это означает, что в разрезе пробуренных скважин пласт расчленён непроницаемыми породами. (Сочетание $K_{\text{расчл}} > 1$, $K_{\text{песч}} = 1$ является невозможным.)

Визуализация макронеоднородности

Степень макронеоднородности горизонта можно оценить по картам и разрезам.



Фрагмент геол. профиля горизонта XIII НМ Узень.
Кровля и подошва: 1 – пласта, 2 – прослоя;
3 – коллектор; 4 – неколлектор.
а1, б1, б2, в1, в2 – индексы пластов-коллекторов.



Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности пласта Тл_{2а} Павловского НМ:
1 – граница зоны распространения коллекторов (засечки направлены в сторону неколлектора);
2 – внешний контур нефтеносности; коллекторы:
3 – непродуктивные 4 – низкопродуктивные;
5 – среднепродуктивные; 6 – высокопродуктивные;
7 – скважины.

Можно отметить, что разрезы, в отличие от карт, характеризуют как вертикальную, так и латеральную прерывистость геологических тел. Но если для пластов/пропластков, слагающих продуктивный горизонт, составлены отдельные карты (а не одна суммарная), то их совокупность даёт максимально полное представление о макронеоднородности.

Связь геологической неоднородности с проблематикой разработки месторождений

Следует отметить, что величина *геологических запасов* не зависит от *геологической неоднородности*. Зато геологическая неоднородность (как макро-, так и микро-) оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр, на степень вовлечения геологических запасов залежи в процесс дренирования. И, соответственно, на величину **извлекаемых запасов** (т.е. на КИН).

«При изучении литолого-фациальной неоднородности необходимо вести исследования по выбору дополнительных коэффициентов, характеризующих этот вид неоднородности наиболее полно, по установлению необходимого минимума коэффициентов, **отысканию взаимосвязи** между этими коэффициентами и по разработке методов **использования этих коэффициентов в технологических расчётах и при анализе разработки** нефтяных залежей». (Газизов А.А. «Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки». 2002. Стр. 53.)

В реальности, по-видимому, в науке пока что не разработано сколько-нибудь универсальных, формализованных и удобных в применении методик и корреляций для решения данной задачи.

Зоны сплошного распространения коллектора, зоны полулинз и зоны линз

Например, можно условно разделить суммарную площадь залежи на три типа: зоны сплошного залегания коллектора, зоны линз и зоны полулинз. И получить три коэффициента, характеризующие зоны распространения коллекторов с точки зрения условий вытеснения из них нефти:

$$K_{\text{спл}} = S_{\text{спл}}/S; \quad K_{\text{пл}} = S_{\text{пл}}/S; \quad K_{\text{л}} = S_{\text{л}}/S; \quad (K_{\text{спл}} + K_{\text{пл}} + K_{\text{л}} = 1)$$

Здесь S – суммарная площадь распространения коллектора в пределах залежи; $S_{\text{спл}}$, $S_{\text{пл}}$ и $S_{\text{л}}$ – суммарные площади трёх типов зон: 1) получающих воздействие вытесняющего агента (обычно воды) не менее чем с двух сторон; 2) получающих одностороннее воздействие (полулинзы); 3) не испытывающих воздействия (линзы); соответственно, $K_{\text{спл}}$, $K_{\text{пл}}$ и $K_{\text{л}}$ – коэффициенты сплошного распространения коллекторов, полулинз и линз.

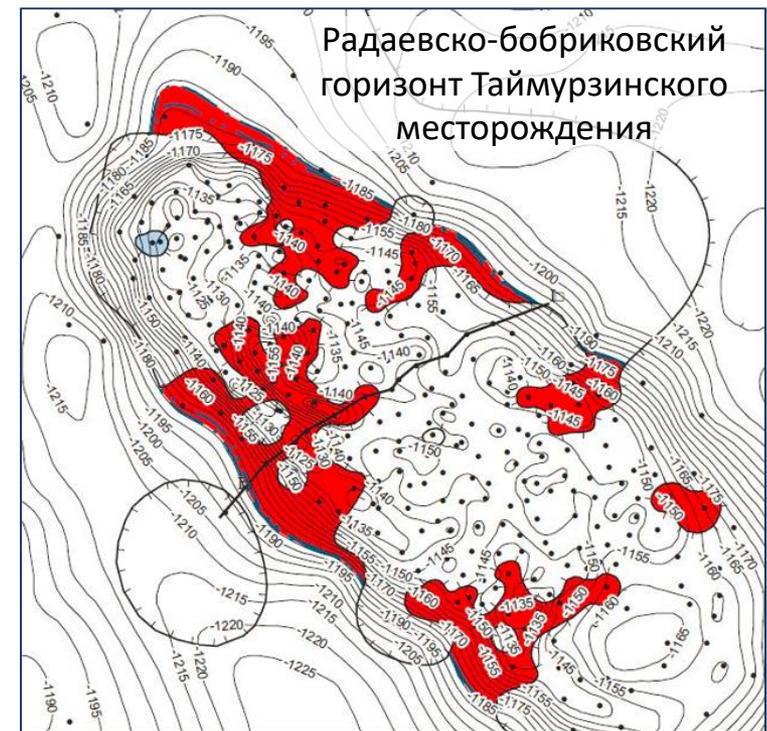
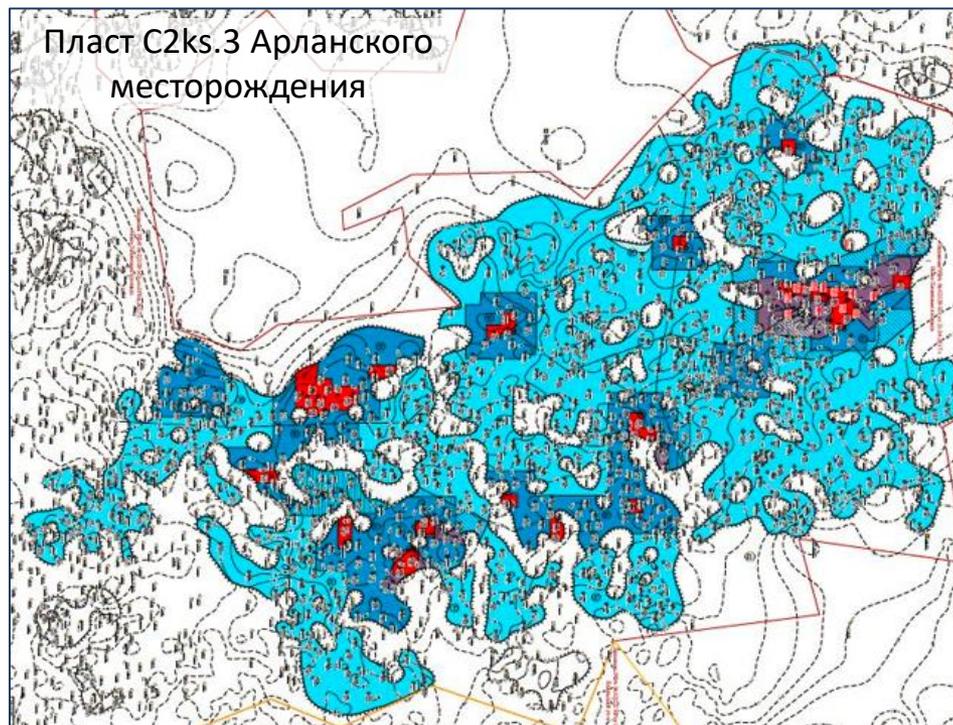
Другой подход к выделению линз и полулинз включает нормировку не на площади, а на *объёмы* пород. И это представляется более логичным.

Важное уточнение: разделение площади залежи на линзы, полулинзы и сплошные зоны **не является** независимой, «абсолютной» характеристикой данной залежи, поскольку оно напрямую зависит от расстояния между скважинами в конкретной системе разработки. Для разных значений плотности сетки скважин это деление окажется различным.

Коэффициент сложности (границ распространения коллекторов)

Коэффициент сложности границ распространения коллекторов коллекторов – отношение **суммарной длины границ** участков пласта, представленных коллекторами (с учётом границ зон замещения и выклинивания), к внешнему **периметру залежи**: $K_{\text{СЛОЖ}} = P_{\text{СУММ}} / P_{\text{ВНЕШ}}$.

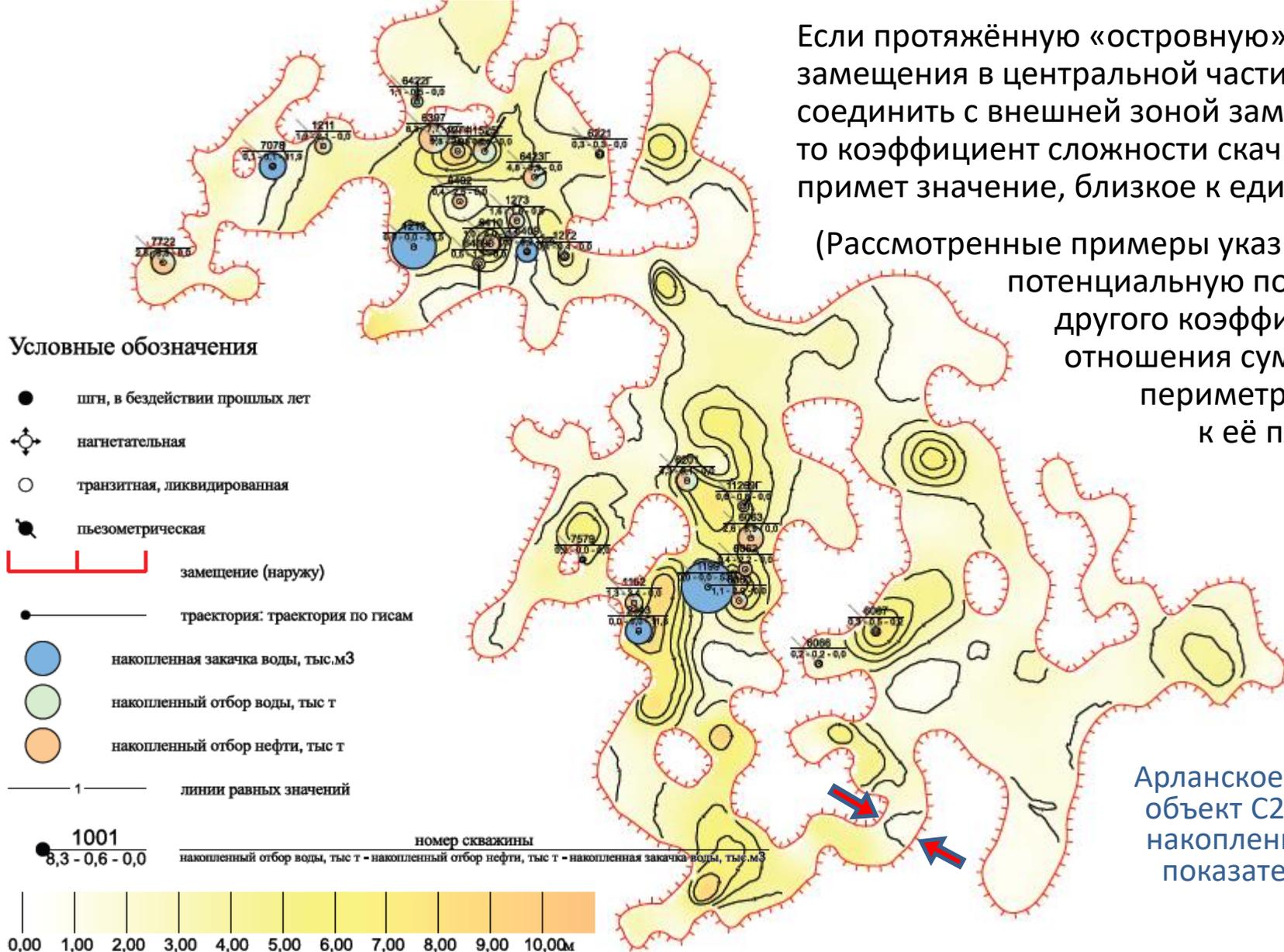
Данный коэффициент также приведён в учебнике И.П. Чоловского с соавторами, но он, вообще говоря, представляется мне недостаточно универсальным. $K_{\text{СЛОЖ}}$ позволяет охарактеризовать степень прерывистости единой залежи, содержащей локальные замещения (см. пример слева), однако если продуктивный пласт «распадается» на отдельные залежи-линзы, то значение $K_{\text{СЛОЖ}}$ обращается в единицу (см. пример справа). Между тем, очевидно, что с точки зрения прерывистости коллектора – например, применительно к эффективности заводнения – объекты на левой и на правой диаграммах приблизительно сопоставимы.



Ещё одна иллюстрация проблем, связанных с использованием коэффициента сложности

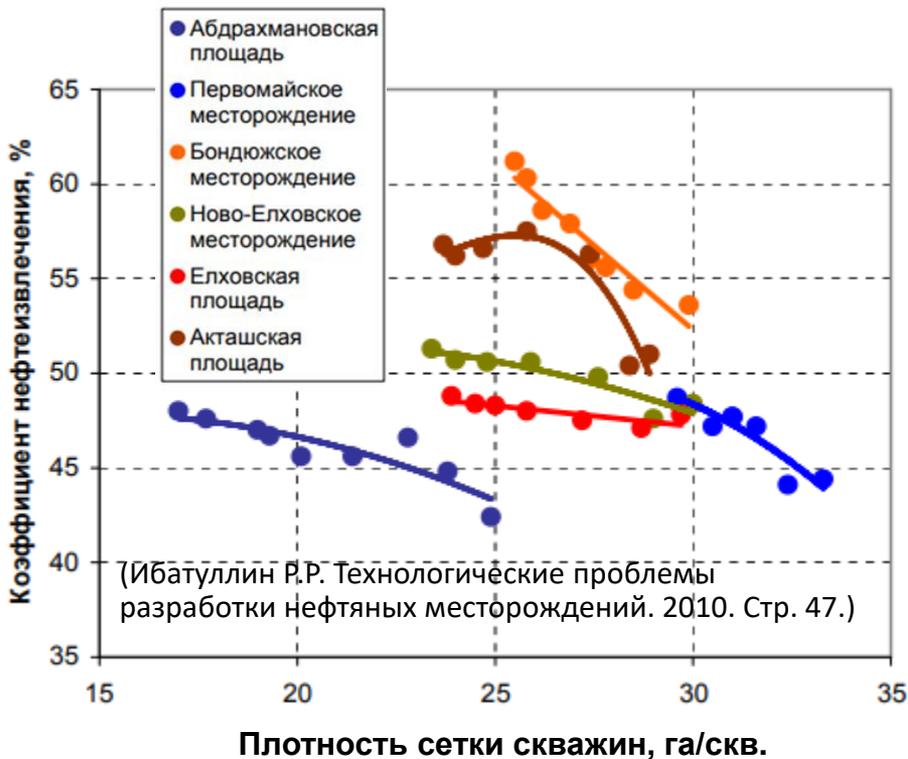
Если протяжённую «островную» зону замещения в центральной части залежи соединить с внешней зоной замещения, то коэффициент сложности скачком примет значение, близкое к единице.

(Рассмотренные примеры указывают на потенциальную полезность другого коэффициента – отношения суммарного периметра залежи к её площади.)



Арланское НМ,
объект С2ks2,
накопленные
показатели

Зависимость КИН от плотности сетки скважин



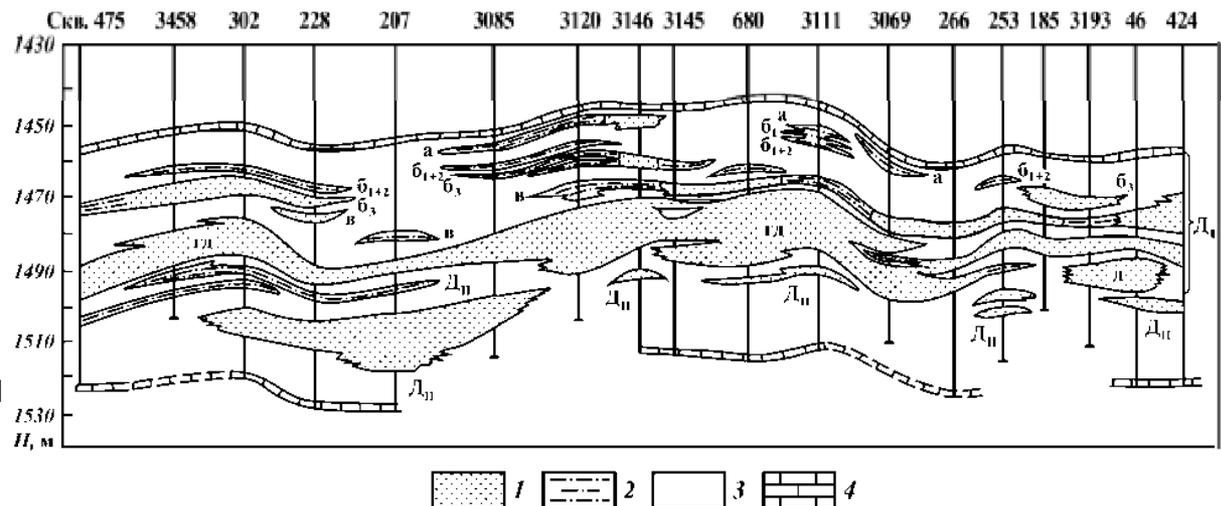
Шифр кривых – гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{сПа} \cdot \text{с})$:
 1 – больше 50; 2 – 10-50; 3 – 5-10; 4 – 1-5; 5 – меньше 1.
 «Продуктивные пласты 3-й и 4-й групп имеют более неоднородное строение, характеризуются прерывистым развитием по площади и по разрезу».

Конкретный характер зависимости определяется степенью латеральной неоднородности пласта. Чем меньше характерная латеральная протяжённость прослоев коллектора, тем сильнее нарушается гидродинамическая сообщаемость между нагнетательными и добывающими скважинами по мере разрежения сетки => => ухудшается равномерность вытеснения нефти водой => снижается КИН.

Продуктивный горизонт как объект изучения

В специальной литературе по разработке нефтяных месторождений нередко отождествляют понятия *горизонт* и *пласт*. Например, говорят: пласт D_1 Туймазинского месторождения; пласт D_1 Ромашкинского месторождения и т.д. Между тем, известно, что горизонт D_1 Туймазинского месторождения состоит из трёх песчаных пластов, разделённых на большей части площади глинистыми пластами. Горизонт D_1 Ромашкинского месторождения состоит из семи песчаных пластов, также разделённых глинистыми пластами на большей части площади.

В подавляющей части случаев именно продуктивный горизонт, а не пласт, является самостоятельным объектом разработки. Поэтому при изучении вопросов неоднородности **объектом исследования следует считать продуктивный горизонт.**

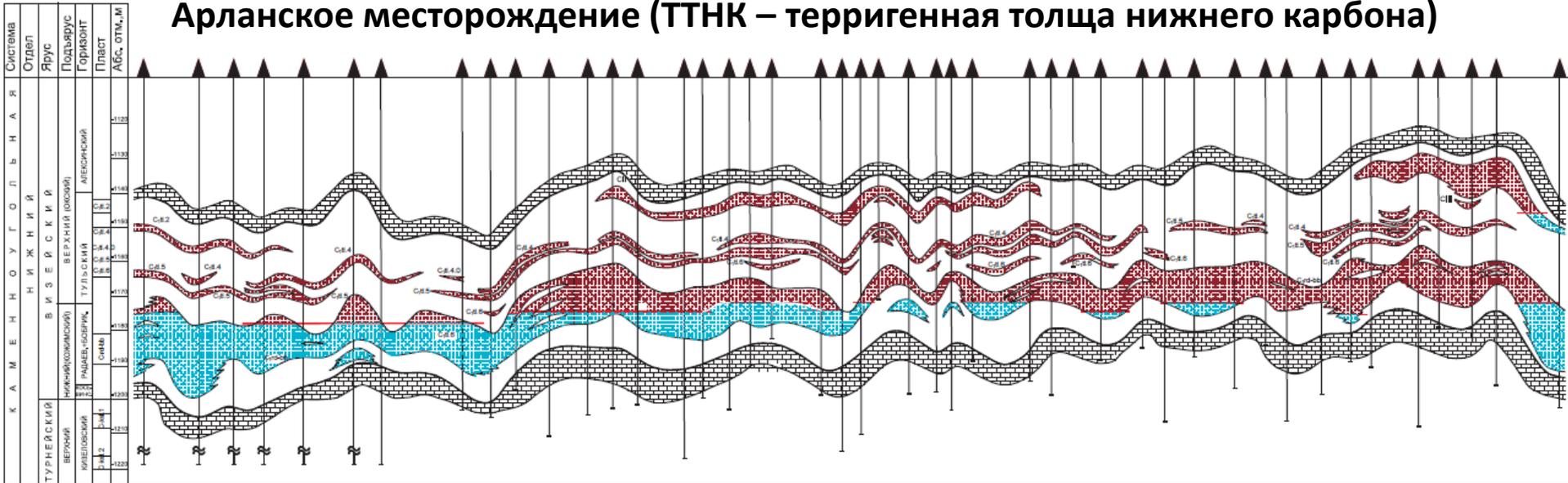


Геологический профильный разрез горизонта D_1 Минибаевской площади Ромашкинского месторождения:

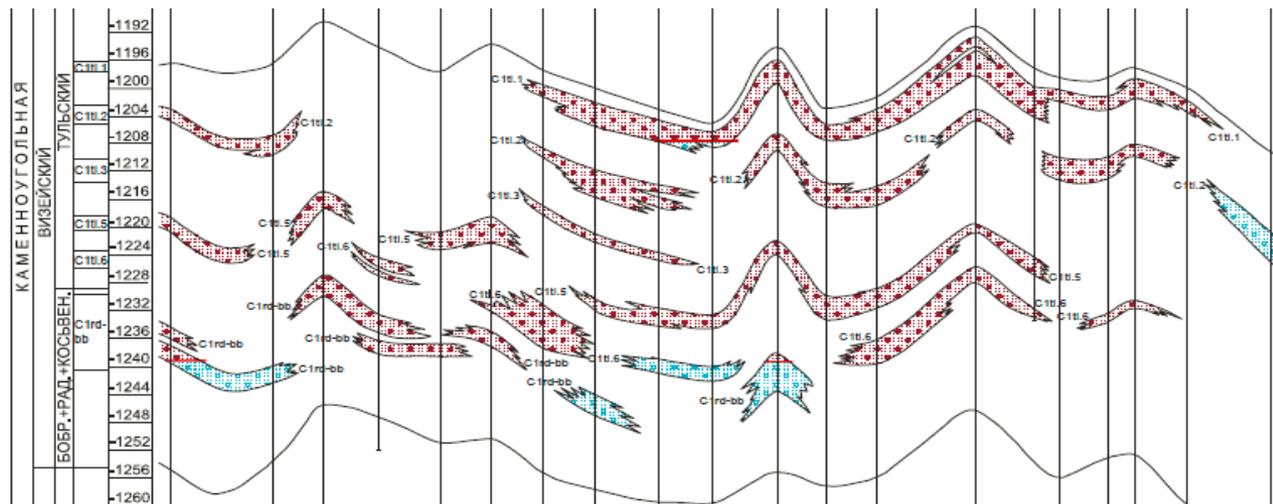
1 - песчаник; 2 - алевролиты; 3 - глины, аргиллиты; 4 - известняки

Примеры разрезов месторождений РБ (1/4)

Арланское месторождение (ТТНК – терригенная толща нижнего карбона)

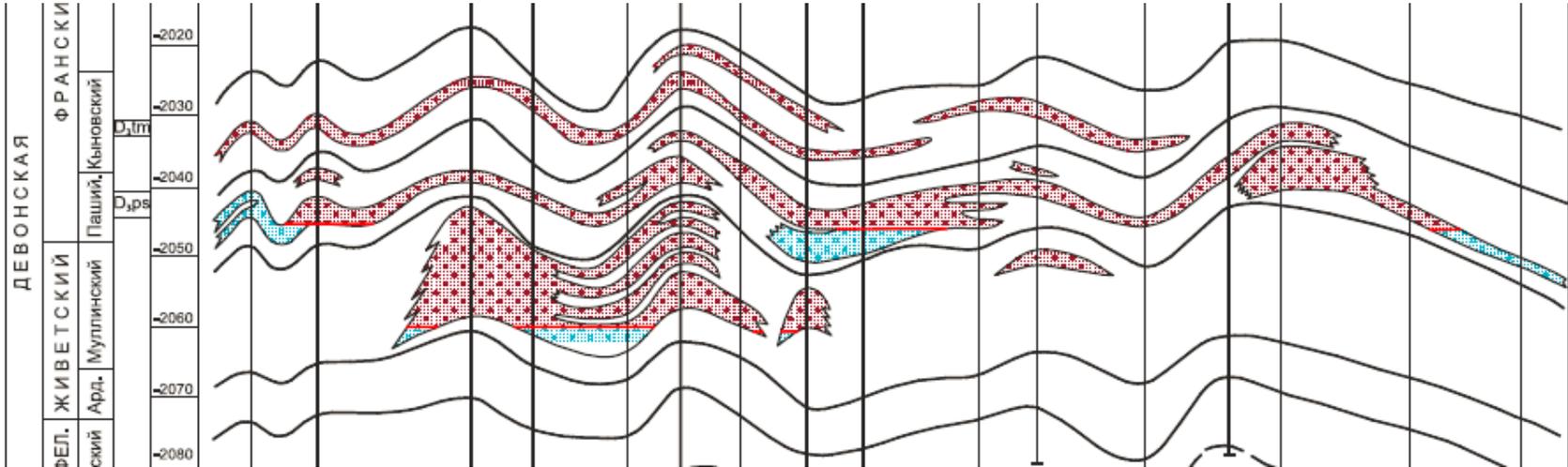


Биавашское месторождение (ТТНК – терригенная толща нижнего карбона)

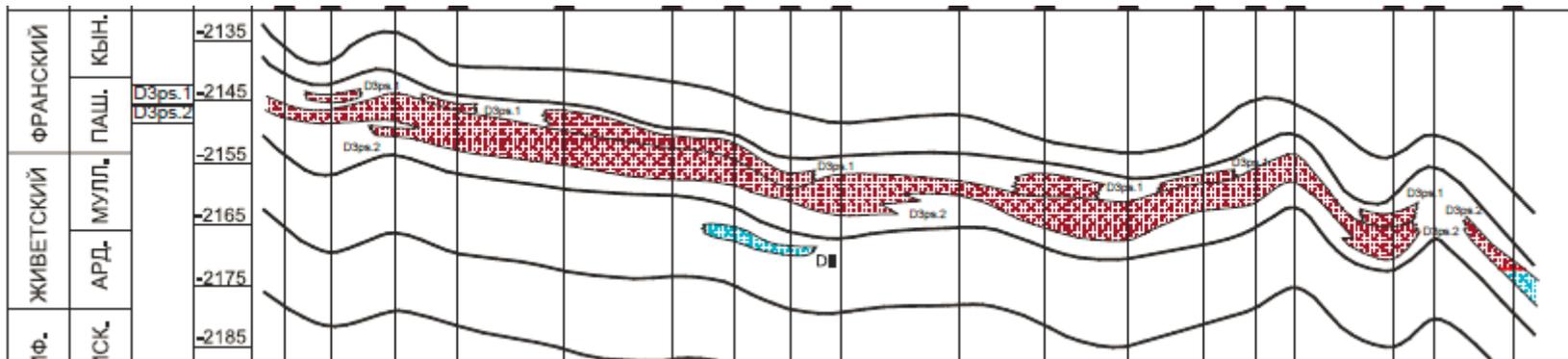


Примеры разрезов месторождений РБ (2/4)

Алкинское месторождение (ТТД – терригенная толща девона)

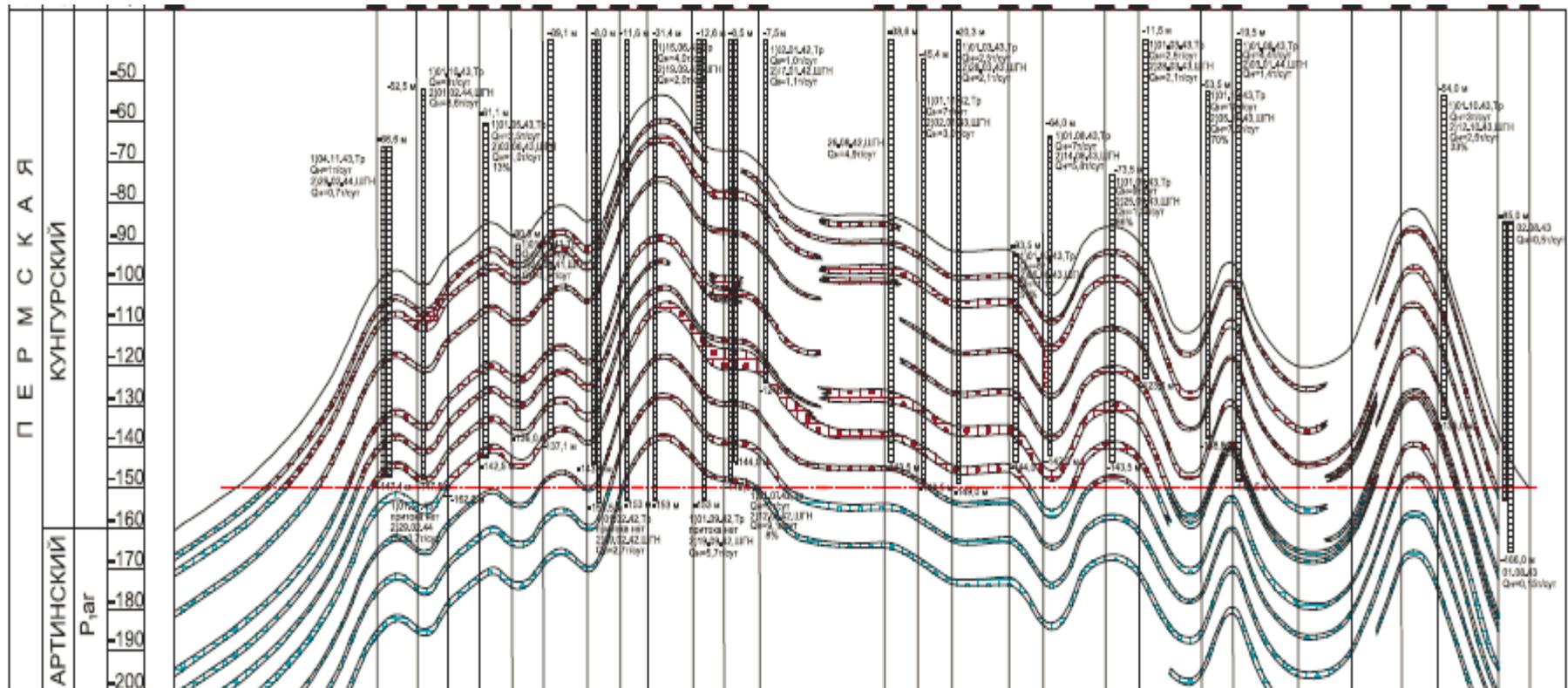


Бузовьязовское месторождение (ТТД – терригенная толща девона)



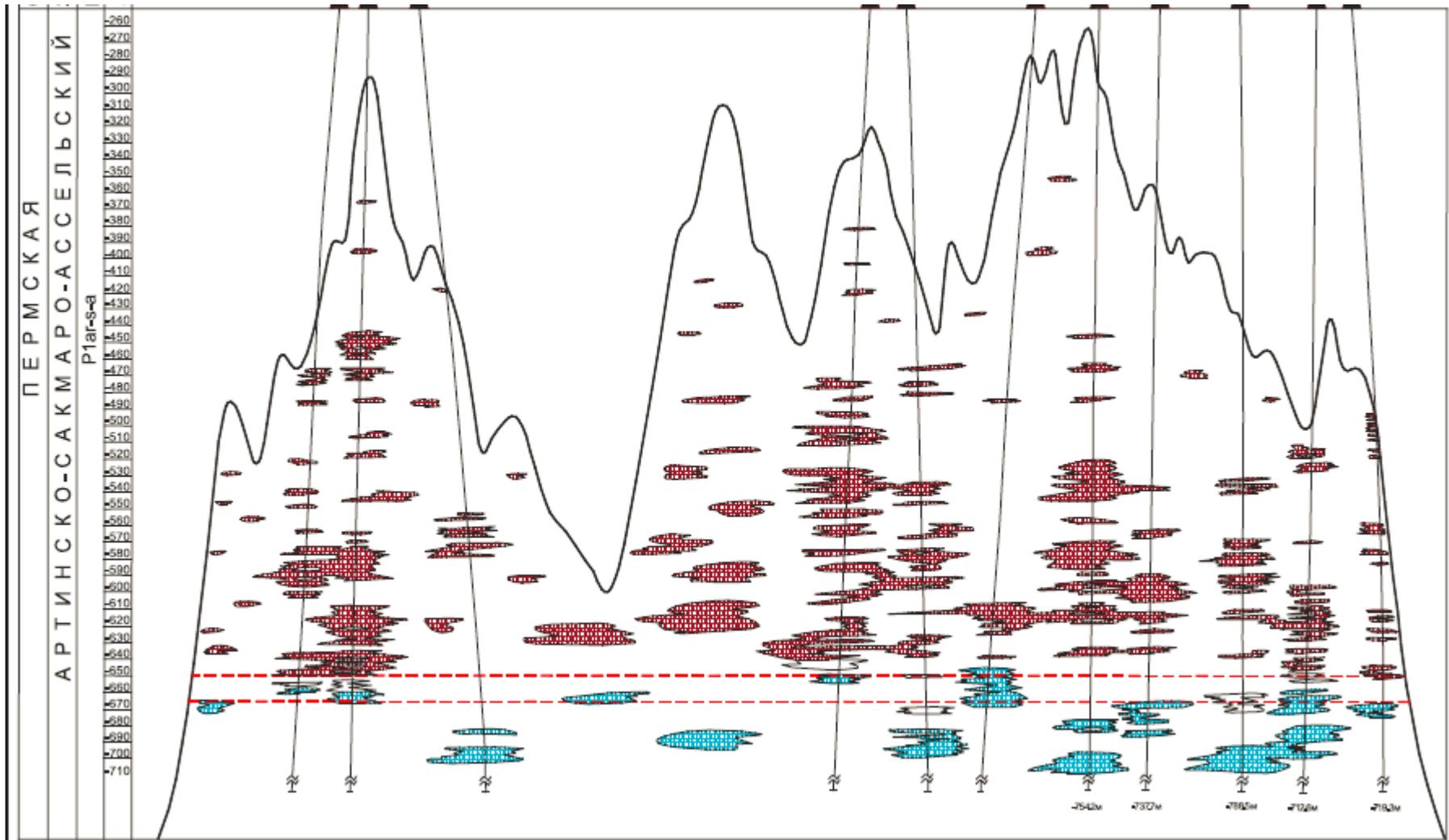
Примеры разрезов месторождений РБ (3/4)

Карлинское месторождение (нижнепермские отложения)



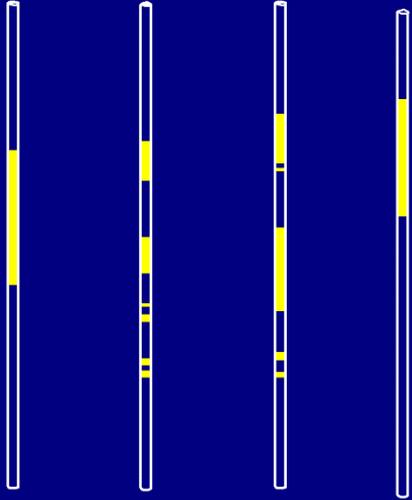
Примеры разрезов месторождений РБ (4/4)

Ишимбайское месторождение (нижнепермские отложения)

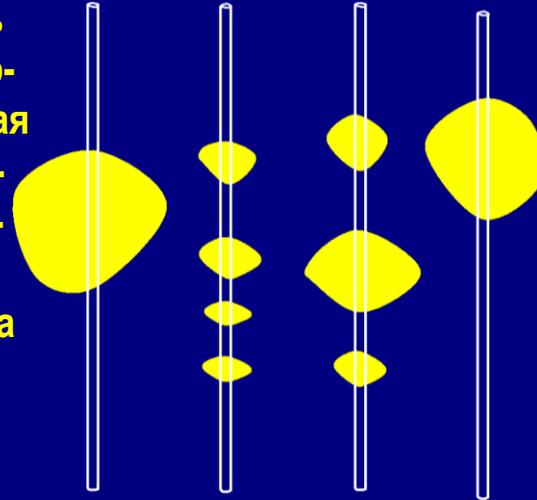


Шуточная иллюстрация неопределённости, характеризующей макронеоднородность [и заодно запасы] (1/2)

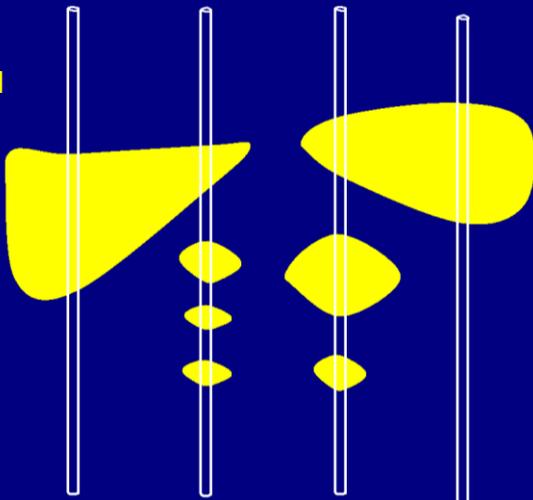
Данные скважин



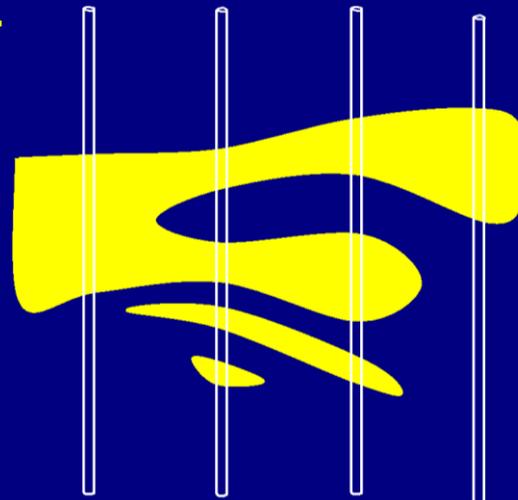
Очень консервативная интерпретация геолога



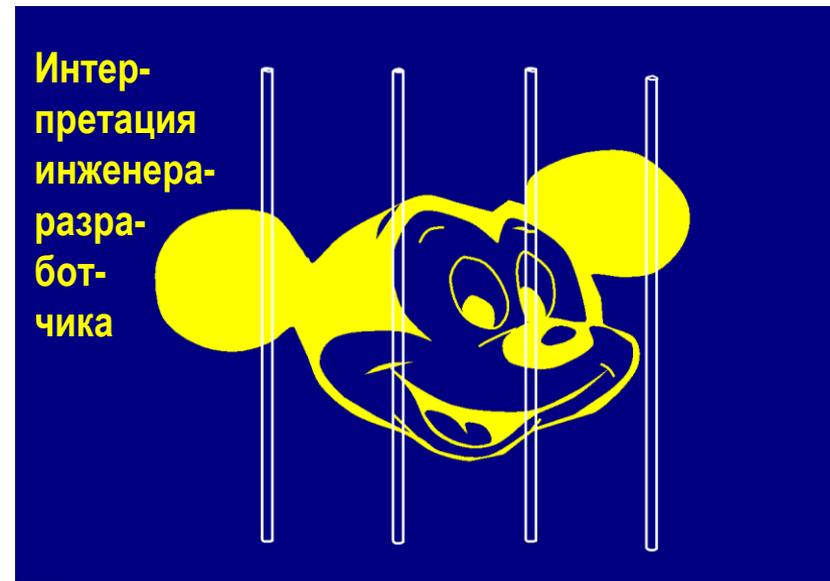
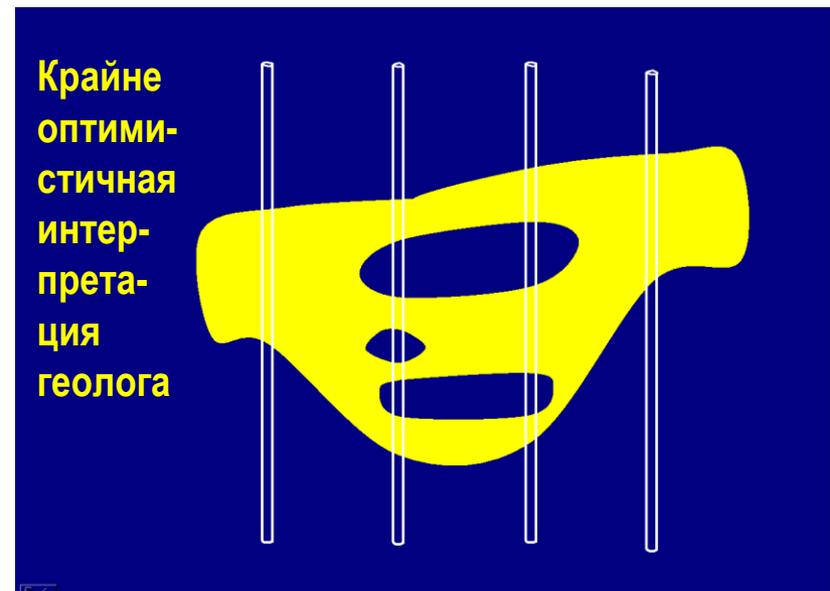
Консервативная интерпретация геолога



Оптимистичная интерпретация геолога



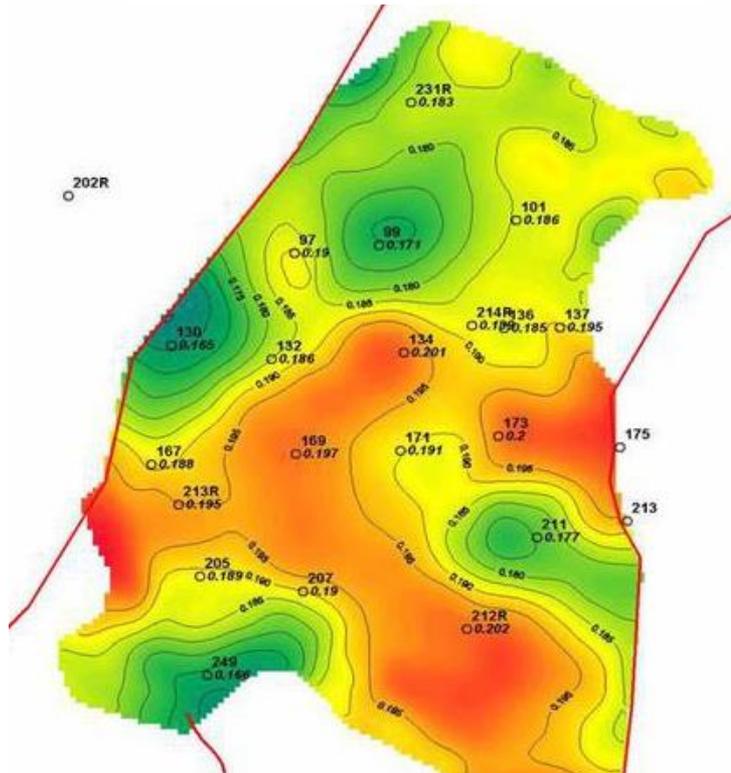
Шуточная иллюстрация неопределённости, характеризующей макронеоднородность [и заодно запасы] (2/2)



Зональная микронеоднородность

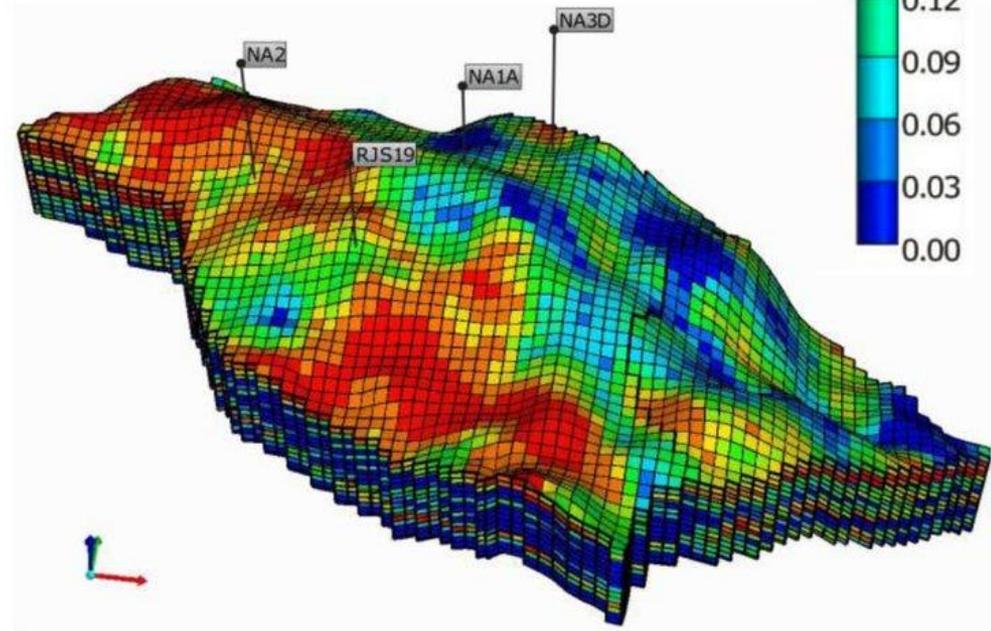
Карты средней пористости и проницаемости (а также произведения $k \cdot H$) помогают оценить неоднородность пласта/горизонта по площади, установить зоны улучшенных и ухудшенных коллекторских свойств.

Карта пористости пласта Ю₁³
месторождения N, Россия



Презентация Л.В. Милосердовой
по структурной геологии. 2014

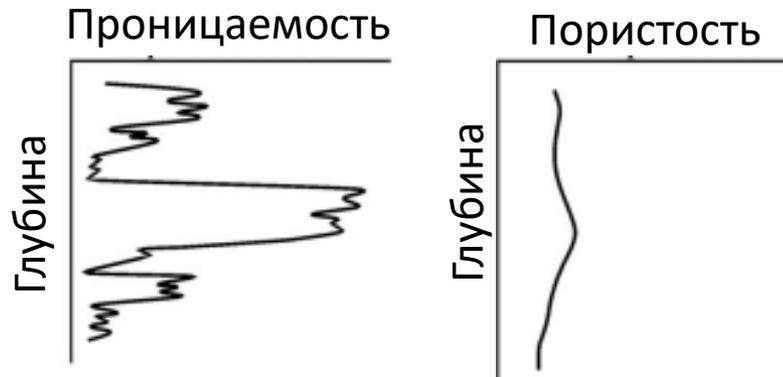
Куб пористости горизонта UNISIM-I-D
месторождения Namorado, Бразилия
(трёхмерная геологическая модель)



Santos et al. Assessing the value of information according to attitudes towards downside risk and upside potential. 2017

Послойная микронеоднородность

Важнейшим параметром, влияющим на эффективность заводнения залежи с точки зрения охвата пласта по толщине, является проницаемость, а именно степень её изменчивости по сечению пласта. В пределах нескольких метров толщины пласта значения проницаемости могут изменяться на несколько порядков. Если какой-либо параметр, учитываемый при описании физических процессов, способен принимать такие различные значения, то влияние этого параметра, как правило, доминирует.

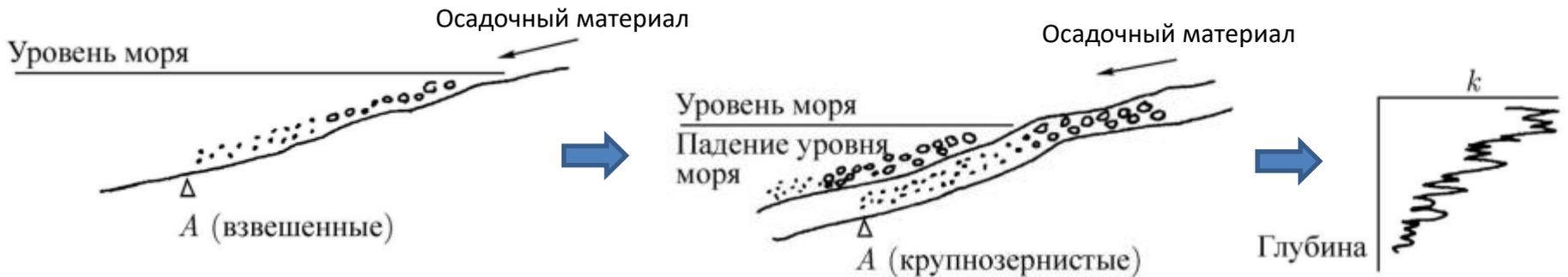


«На практике распределение проницаемостей пластов в большой степени зависит от условий отложения пород, поэтому инженер-разработчик должен советоваться с геологами, прежде чем принимать окончательное решение

об использовании в проектах по разработке определённых карт распределения проницаемостей. Например, в морской среде циклы регрессии (понижение уровня моря относительно суши) и трансгрессии (наступления моря на сушу) ухудшают распределение проницаемости в восходящем и нисходящем направлении». (См. следующий слайд.)

Влияние циклов регрессии и трансгрессии на распределение проницаемостей (1/2)

Регрессия (море «отступает»)



Трансгрессия (море «наступает»)



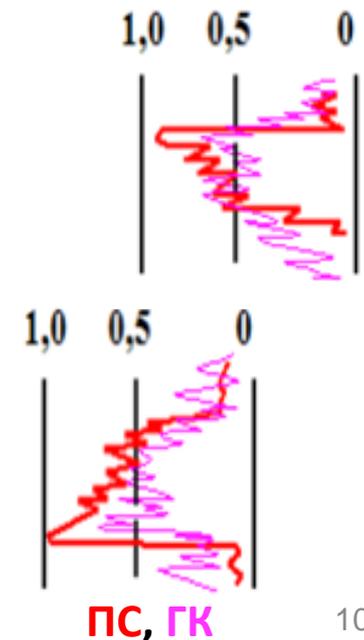
Влияние циклов регрессии и трансгрессии на распределение проницаемостей (2/2)

Комментарий к схемам на предыдущем слайде

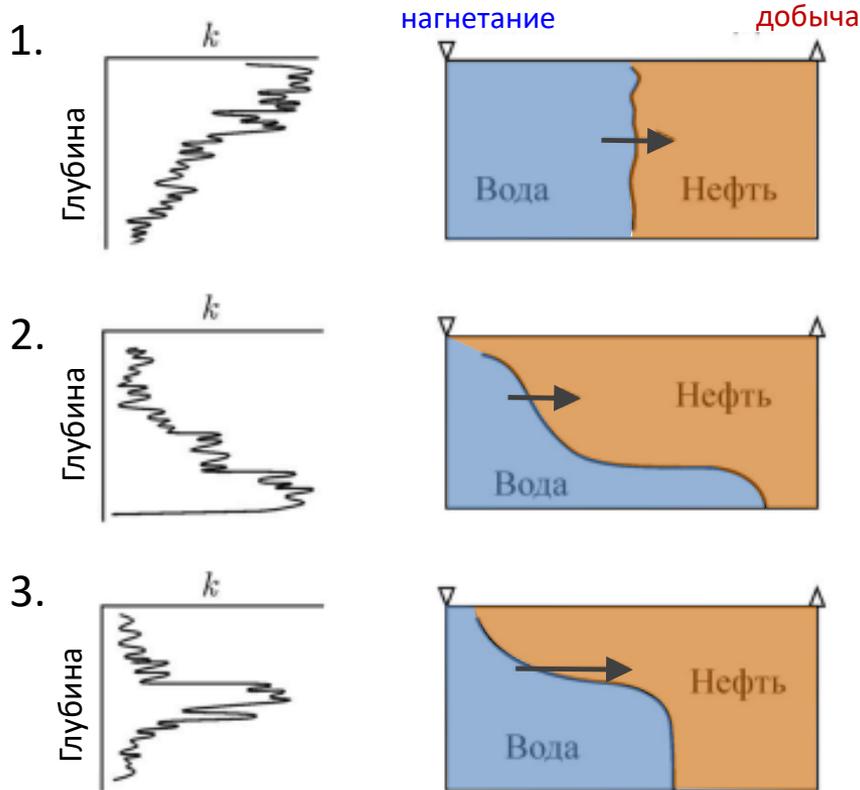
При регрессии точка А изначально находится на относительно большой глубине моря, где происходит отложение только взвешенных (мелкозернистых) осадочных наносов с суши. Когда море отступает, точка А оказывается ближе к береговой линии, на этой (меньшей) глубине начинают откладываться более крупнозернистые осадки, которые до этого времени не продвигались так глубоко, как взвешенные осадочные отложения. Таким образом, происходит постепенное укрупнение частиц вверх по разрезу. При трансгрессии этот же механизм работает в противоположном направлении и приводит к уменьшению зернистости вверх по разрезу.

(Л. П. Дейк. Практика инжиниринга нефтяных пластов (2007). Стр. 467.)

Если бы на каждом этапе на дне откладывался *идеально отсортированный* материал, то при регрессии мелкозернистые алевролиты с нулевым содержанием глинистости сменялись бы среднезернистыми, затем крупнозернистыми алевролитами – также с нулевой глинистостью, – затем мелкозернистым песчанником и т.д. Однако на практике *идеальной* отсортированности частиц не происходит, поэтому более мелкозернистая порода характеризуется одновременно и более высоким содержанием глинистых частиц. В результате смена зернистости по разрезу сопровождается сменой показаний методов ГК (гамма-каротажа) и ПС (самопроизвольной поляризации).



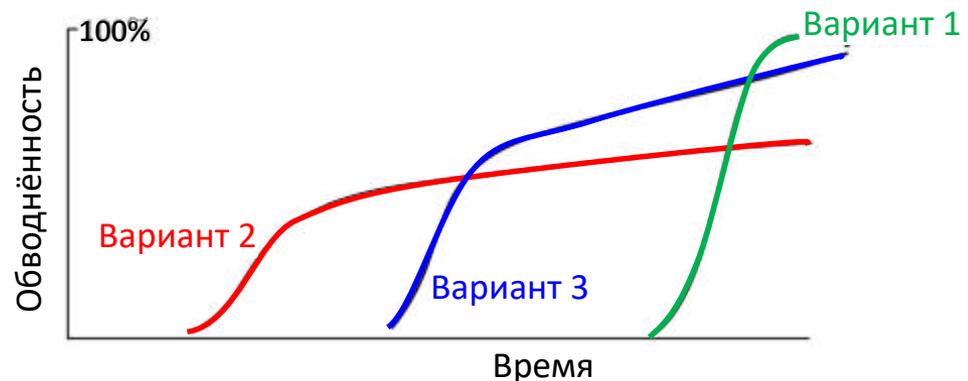
Влияние вертикального распределения проницаемостей в пласте на эффективность вытеснения



1. В соответствии с законом Дарси основная масса воды поступает в верхнюю часть пласта. Но вязкая сила быстро убывает на расстоянии от скважины, и начинает сказываться сила тяжести (разность плотностей), так что вода опускается в нижнюю часть пласта. В результате образуется выраженный фронт поршневого вытеснения.

2. Когда значения проницаемостей увеличиваются сверху вниз, то большая часть нагнетаемой воды поступает в нижнюю часть пласта – и остается там. В результате происходит преждевременный прорыв воды к добывающим скважинам. После этого приходится вести добычу при растущей обводнённости, продолжая нагнетать большое количество воды, чтобы добыть нефть из вышележащих интервалов пласта.

3-й случай является промежуточным между первыми двумя. В нижних интервалах пласта наблюдается поршневое вытеснение, тогда как добыча из верхних слоев замедлена.



Неоднородность свойств нефти

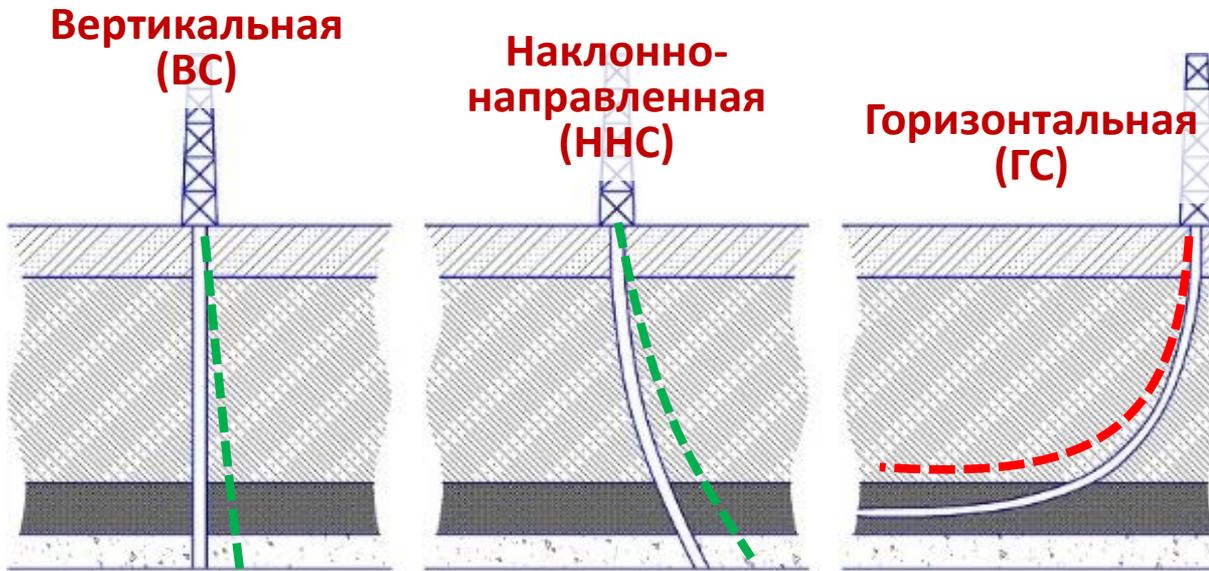
При изучении неоднородности строения нефтяных залежей недостаточно внимания обращается на неоднородность состава и свойств пластовых **жидкостей**. Между тем, нередко встречаются значительные изменения свойств нефти в пределах единой залежи – по содержанию высокомолекулярных компонентов, плотности, вязкости, газосодержанию, давлению насыщения. Как правило, эти различия свойств нефти являются проявлением гравитационной дифференциации в пределах залежи. Соответственно, они проявляются более зримо при большой высоте залежи.

Дополнительный возможный фактор – окислительные процессы на водонефтяном контакте, в том числе с участием микроорганизмов.

Эти процессы могут, в частности, привести к формированию в подошвенной части залежи слоя кальцита либо к выпадению там асфальто-смолистых компонентов нефти. В этом случае нефтяная залежь оказывается экранированной от водоносной части пласта, вследствие чего в ходе разработки залежи законтурная вода не оказывает поддержки пластового давления (не внедряется в залежь, замещая добываемую нефть). Этот эффект *запечатывания* залежей упоминался в разделе по природным режимам залежей.

25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Горизонтальные скважины (ГС)



По сравнению с ВС и ННС, ГС имеют значительно большую площадь контакта с пластом, что позволяет обеспечить более высокий дебит при том же перепаде давления.

Зависимость дебита ГС от параметров системы значительно более сложна, чем формула Дюпюи для ВС. В частности, приходится учитывать анизотропию проницаемости, а также геометрию эллипса дренирования.

$$Q_0 = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} k_h h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{\beta h}{(\beta + 1)r_w} \right) \right\}}$$

h – толщина пласта;

L – длина горизонтального ствола.

a – полудлина большей оси эллипса дренирования;

β – анизотропия проницаемости;

$$a = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0,5} \quad \beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

Сравнение продуктивности ГС и ВС

Зависимость отношения дебитов горизонтальной и вертикальной скважин, дренирующих квадратный пласт с четырёхсторонним контуром питания от относительной длины горизонтальной скважины ($2l/h$)

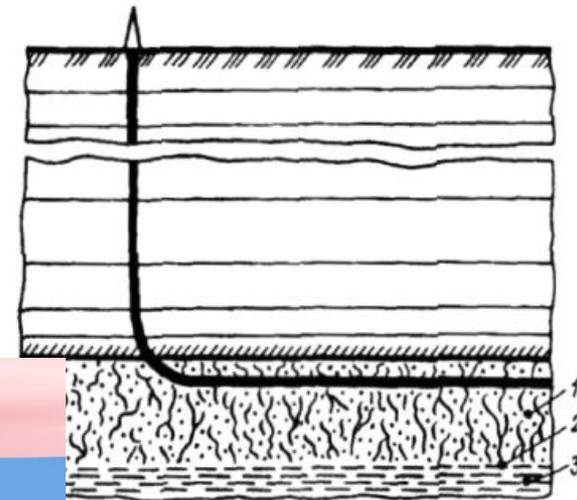
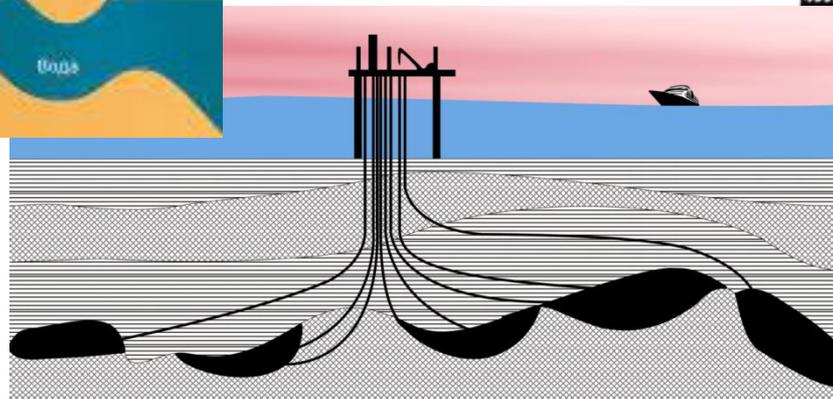
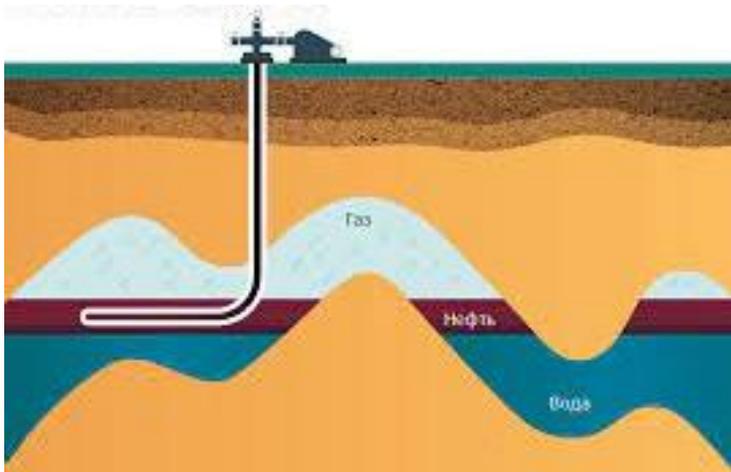


Видимо, численная погрешность расчётной схемы при $2l > 35h$

χ – анизотропия проницаемости, $\chi = \sqrt{k_H/k_V}$, где k_H и k_V – проницаемость пласта по горизонтали (вдоль слоистости) и по вертикали (поперёк слоистости)
 δ – смещение ГС относительно середины пласта по вертикали (отсутствует)

Преимущества ГС

1. Обеспечение рентабельного дебита из пластов с **малой эффективной толщиной** за счёт более протяжённого контакта скважины с породой.
2. Минимизация **эффектов конусообразования** воды и газа за счёт размещения горизонтального ствола на удалении от ВНК и/или ГНК, при этом ведя добычу на пониженной депрессии (при которой дебит ННС был бы нерентабельным).
3. **Доступ к «удалённым»** залежам – например, с морской платформы.
4. Ряд других применений (например, при **вертикальной трещиноватости** пласта).



История применения горизонтальных скважин

Российская буровая отрасль, как и российская космическая программа, добилась огромных успехов во внедрении инновационных продуктов и процессов, включая **первые наклонно-направленные скважины** (1940-е годы), **горизонтальные скважины** (1950-е годы) и **многозабойные скважины** (1950-е годы). Кроме того, российские инженеры создали первые турбобуры, электробуры, инновационные буры (лазерные, взрывоударные), гидроударники, алюминиевые бурильные трубы, скважинные электропогружные насосы.

[D.E. Gaddy. "Pioneering work, economic factors provide insights into Russian drilling technology". 1998.]

Первая в мире многозабойная горизонтальная скважина была успешно пробурена в **1953** году буровым подразделением компании «Ишимбайнефть» из Башкирии, под руководством инженера-буровика **А. М. Григоряна**. После этого, в 1957 г. и в 1960 гг, другие многозабойные горизонтальные скважины были успешно пробурены в Бориславе (Западная Украина) и в Краснодаре. В 1968 году та же команда пробурила горизонтальную скважину возле Марково, села в Восточной Сибири, установив мировой рекорд длины горизонтального участка — 632 м.

Несмотря на доказанную эффективность этого метода освоения продуктивной зоны, и буровые организации, и чиновники министерства неохотно продвигали его широкое применение и дальнейшее развитие. Руководство министерства было обеспокоено тем, что Госплан (государственный агентство по планированию) сократит бюджеты и введёт более высокие плановые уровни добычи нефти в том случае, если горизонтальное бурение получит широкое внедрение. В то же время нефтедобывающие подразделения опасались аналогичных действий со стороны руководства нефтяных компаний. (...)

Таким образом, новый метод разработки нефтяных месторождений, который мог значительно увеличить дебит скважин и обеспечить более высокую нефтеотдачу, на протяжении более 20 лет не использовался в СССР, где он был разработан. Лишь в конце 1980-х российская буровая промышленность последовала примеру США и других стран и начала использовать данную технологию в различных регионах.

[Y.A. Gelfgat et al. "Advanced drilling solutions. Lessons from the former Soviet Union". 2003. Vol. 1. Стр. 42.] 108

История применения горизонтальных скважин

Итак, технология бурения горизонтальных и даже горизонтальных многозабойных скважин была известна уже в 1950-е годы. Однако массовое внедрение ГС в России началось только в начале 1990-х годов, и относительно низкими темпами. При этом в большинстве отечественных учебников (в том числе изданных уже в 2010-е годы) разделы, посвящённые системам разработки, фактически воспроизводят концепции 1980-х годов, в них, как правило, ГС не рассматриваются.

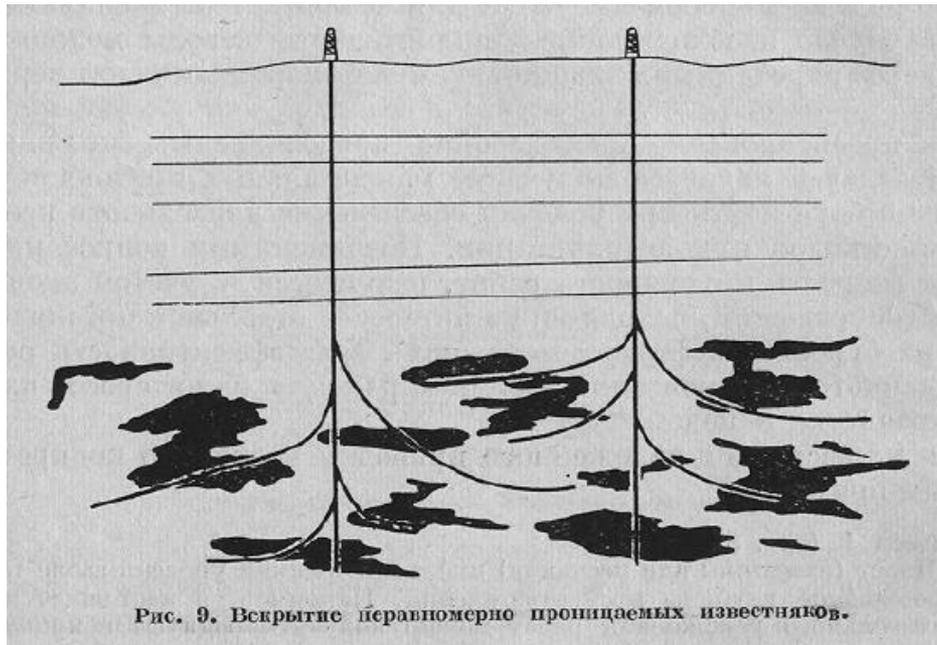


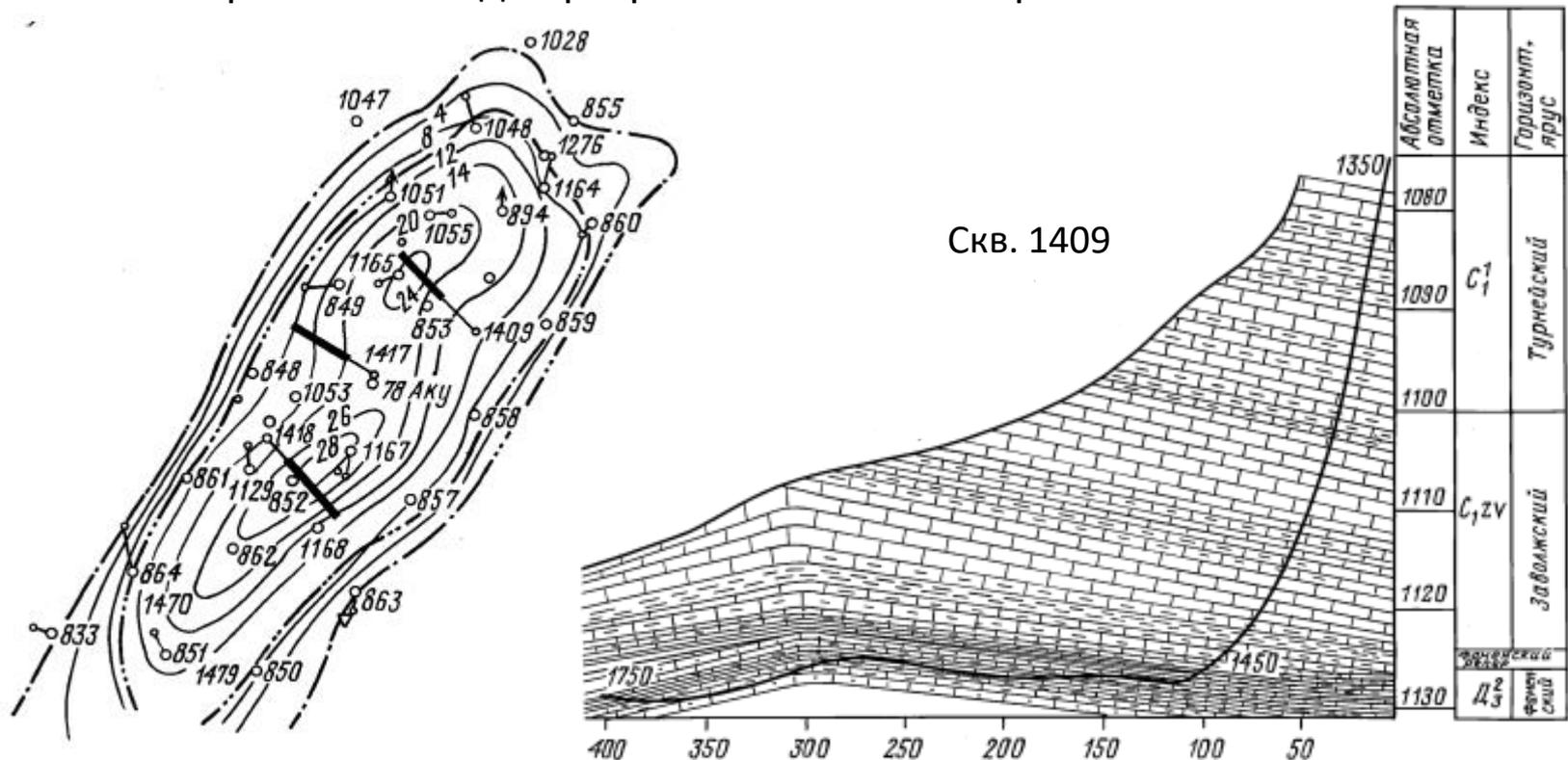
Иллюстрация – из монографии А.М. Григоряна «Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами». **1969** г.

А.М. Григоряну (1914-2005) приписывается высказывание: «Пока углеводороды извлекаются из горных пород с помощью фильтрации, скважинам нужны корни, как деревьям».

Система ГС на Михайловском месторождении

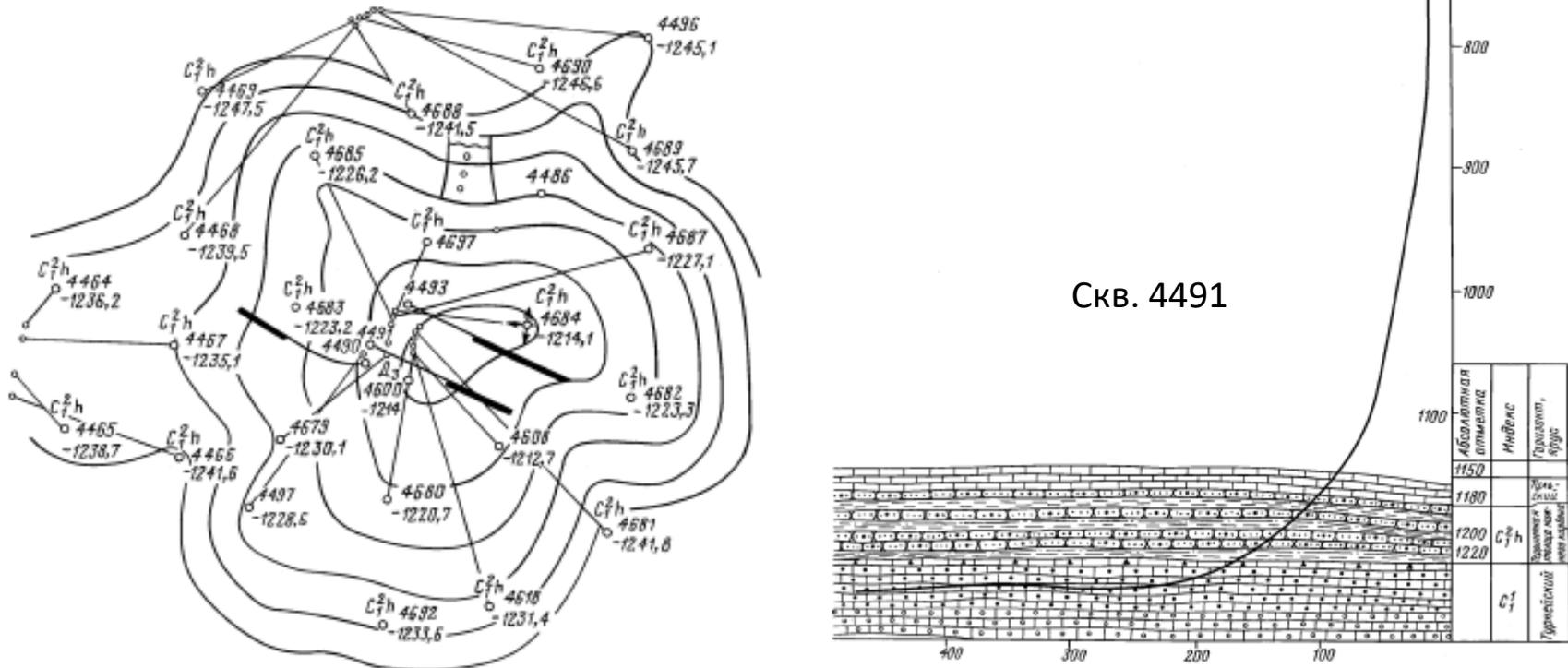
В 1989 г ЦКР Миннефтепрома утвердила технологическую схему опытно-промышленной разработки залежи нефти фаменского яруса Михайловского нефтяного месторождения (Башкирия) с применением системы ГС.

Длина ГС – 400 м, расстояние между ГС – тоже 400 м. Таким образом, на опытном участке Михайловского НМ **впервые в мире** запроектирована и реализована технология вторичных методов разработки залежи нефти **системой ГС**.



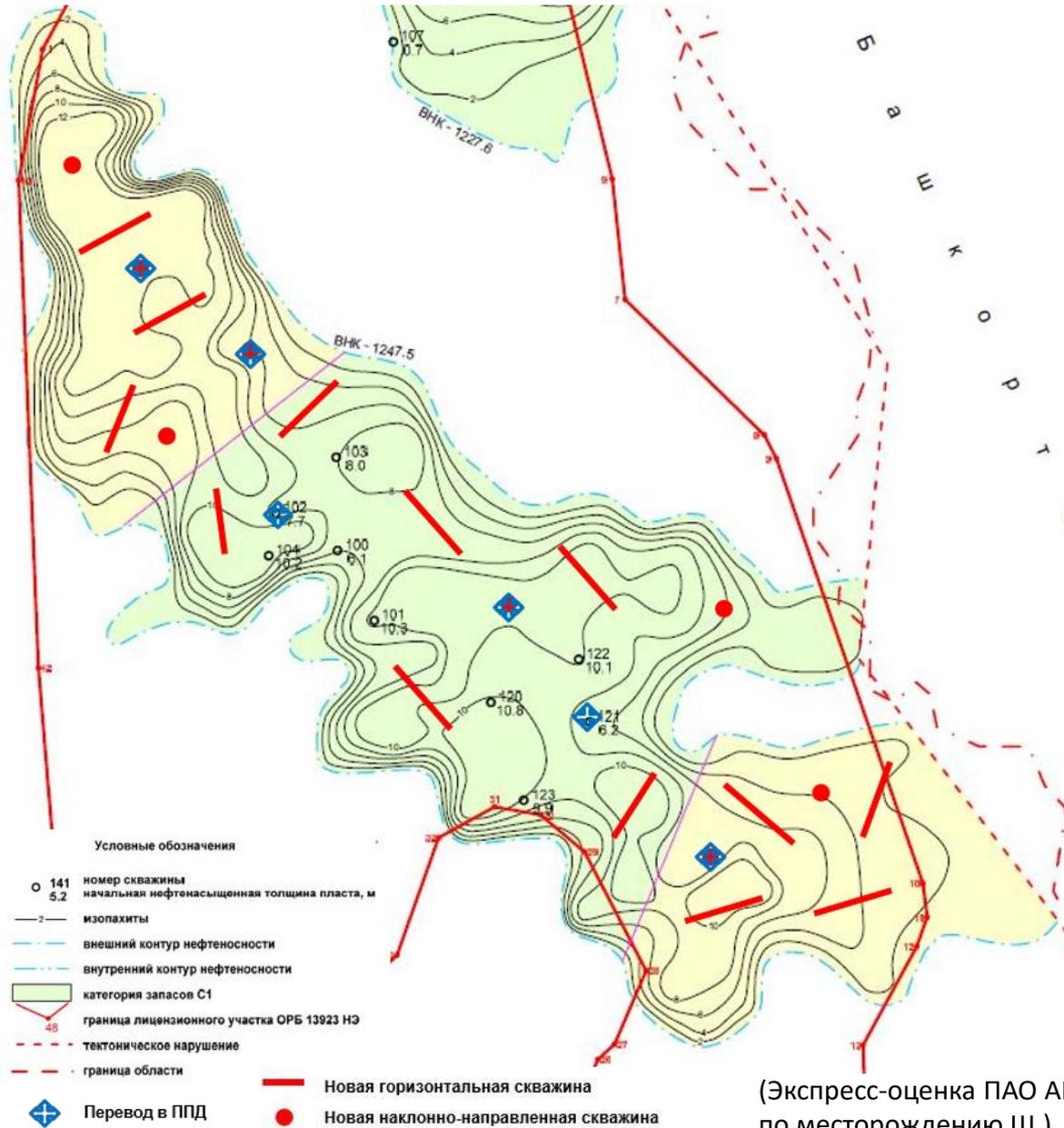
Система ГС на Татышлинском месторождении

В том же 1989 г ЦКР Миннефтепрома утвердила технологическую схему опытно-промышленной разработки залежи нефти турнейского яруса Татышлинского месторождения (Башкирия) с применением системы ГС. Система размещения ГС – параллельно-рядная с расстоянием между скважинами 400 м, длина ГС – 450 м; фонд скважин для бурения – 11, в т. ч. добывающих – 6 (из них горизонтальных – 4). Коэффициент нефтеизвлечения по варианту с вертикальной сеткой скважин – 0,15, горизонтальными скважинами – 0,30.



Скв. 4491

Пример проектирования системы разработки с добывающими ГС и нагнетательными ННС



Пример системы добывающих и нагнетательных ГС

ПЕРСПЕКТИВНАЯ ПРОТЯЖЕННОСТЬ СКВАЖИН — 200 КМ

Извлекаемые
запасы нефти

около 70 млн т

Фонд скважин

32 шт.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

- ◆ Бурение скважин на платформе одним станком
- ◆ Одновременное бурение и эксплуатация скважин
- ◆ Все добывающие скважины оборудованы высокопроизводительными электрическими центробежными насосами (ЭЦН)
- ◆ Протяженность горизонтальных участков скважин в продуктивном горизонте — 1500 м

Продуктивный горизонт

средняя глубина залегания
2500 м

Скважины разведочные пробуренные

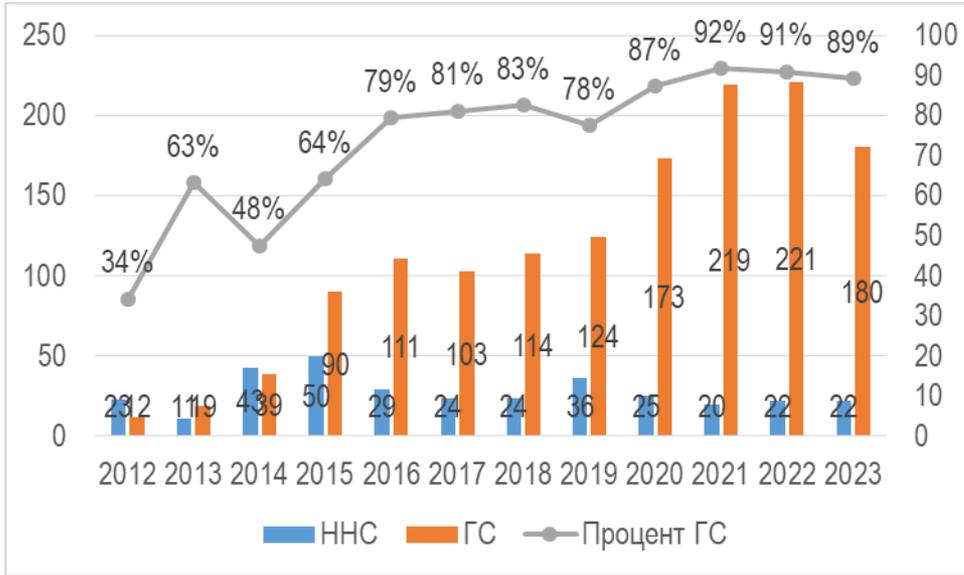
Газпром нефть шельф: Проект освоения Приразломного месторождения. 2016

Апрель 2017 г: 6 добывающих, 4 нагнетательных, 1 поглощающая. В том числе 1 многозабойная скважина с множественными горизонтальными ответвлениями («рыбья кость»).

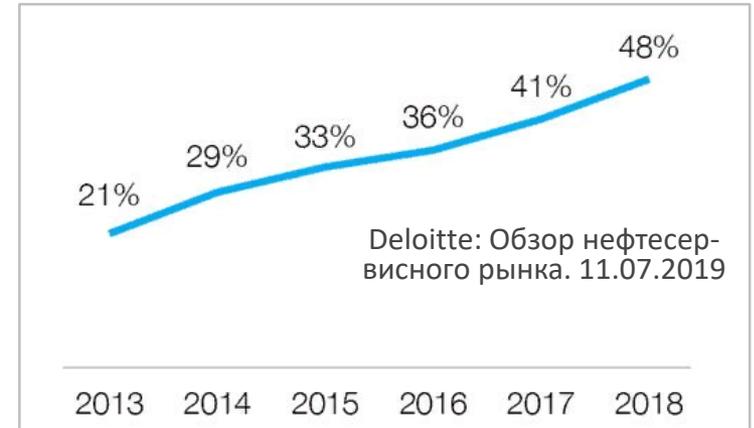
Август 2023 г: накопленная добыча превысила 25 млн т. Бурение ГС продолжается (две в 2023 году).

Динамика бурения ГС в ПАО АНК «Башнефть» (и по РФ)

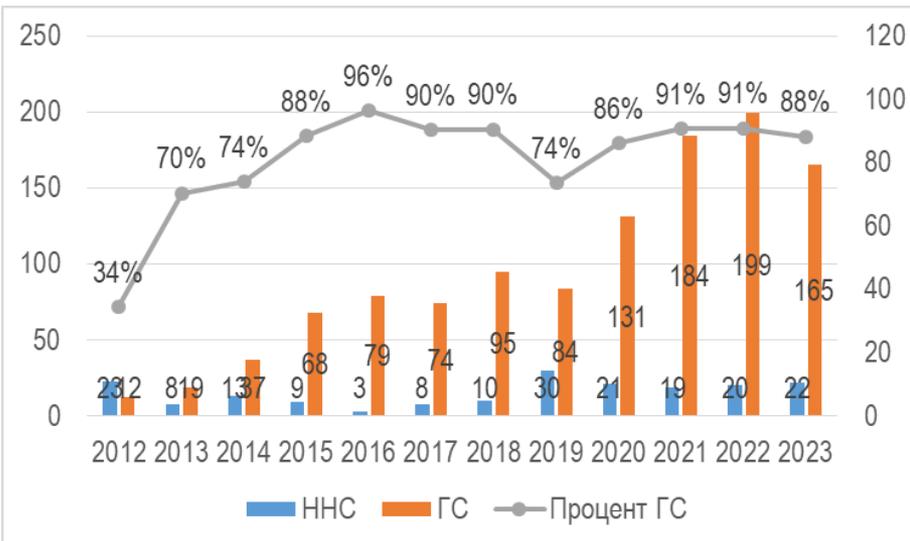
В целом по месторождениям ПАО АНК «Башнефть»



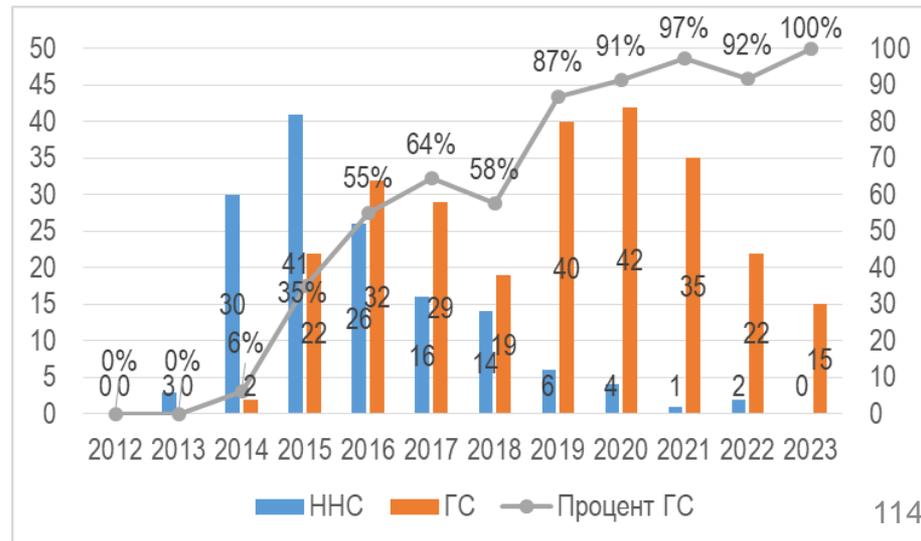
Доля проходки горизонтально направленного бурения от общей проходки в целом по РФ



На месторождениях в Республике Башкортостан



На месторождениях Башнефти в ХМАО и НАО



Гидроразрыв (гидравлический разрыв) пласта

Другая технология, также известная ещё с середины XX века, но получившая в России «повторное» массовое внедрение в 1990-х, – гидроразрыв пласта (ГРП).

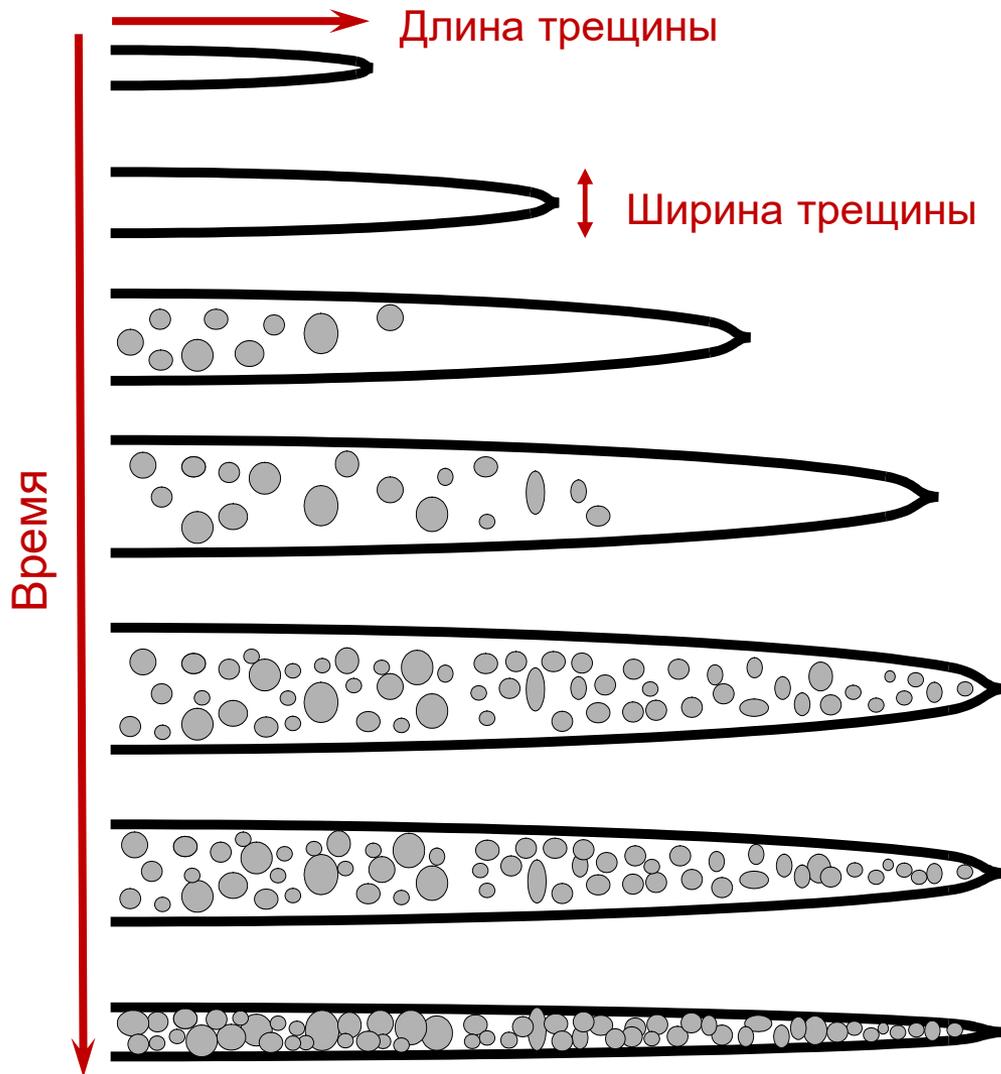
Смысл ГРП – улучшить гидродинамическую связность пласта со скважиной посредством создания в пласте искусственной трещины. Исходной предпосылкой к этой идее послужили исследования естественно-трещиноватых коллекторов.

Суть технологии: с помощью мощных насосных станций в скважину закачивается жидкость разрыва (вода, либо специальный гель, либо кислота при кислотных ГРП), при этом создаются давления, превышающие предел прочности нефтеносного пласта (давление разрыва). В результате в породе создаётся трещина протяжённостью, как правило, в десятки метров (иногда даже сотни метров).

Для поддержания трещины в открытом состоянии в осадочных породах, как правило, используется *расклинивающий агент* – проппант (песок или шарики), заполняющий трещину. В результате формируется узкий высокопроницаемый канал. В карбонатных также может быть использован проппант, но обычно вместо этого применяется кислота, которая разъедает стенки созданной трещины, так что она уже не может полностью сомкнуться после снятия давления.

В низкопроницаемых коллекторах ГРП нередко оказывается единственным способом обеспечить рентабельный дебит. В коллекторах среднего качества – повысить его. В высокопроницаемых коллекторах ГРП обычно не применяется.

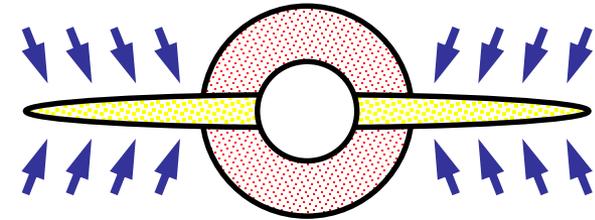
Процесс формирования трещины («вид сверху»)



1. Первичное образование трещины (начало нагнетания жидкости)
2. Трещина увеличивается в длину и в ширину
3. В трещину начинает поступать проппант, находящийся в нагнетаемой жидкости во взвешенном состоянии
4. Проппант продолжает продвигаться вдоль трещины
5. Проппант продвигается дальше и может достигнуть конца трещины, при этом жидкость нагнетания продолжает фильтроваться из трещины в пласт
6. Закачка в пласт жидкости и проппанта останавливается, при этом жидкость продолжает уходить из скважины в пласт, трещина начинает смыкаться
7. Трещина сжимается, проппант остаётся зажатым в ней и представляет собой узкий, но высокопроницаемый канал в пласте

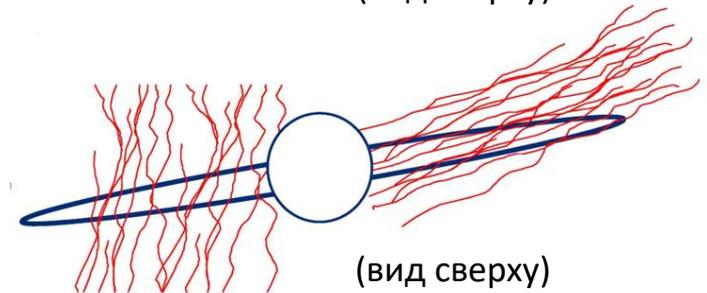
Решаемые задачи

1. «Обход» прискваженной поврежденной зоны



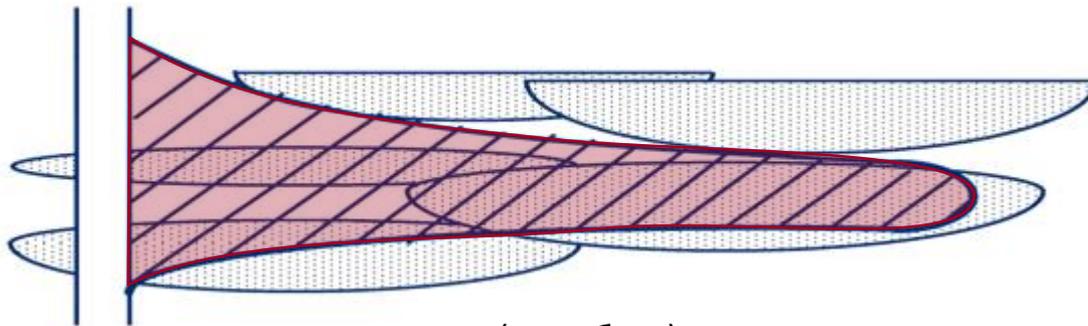
(вид сверху)

2. Подключение систем естественных трещин

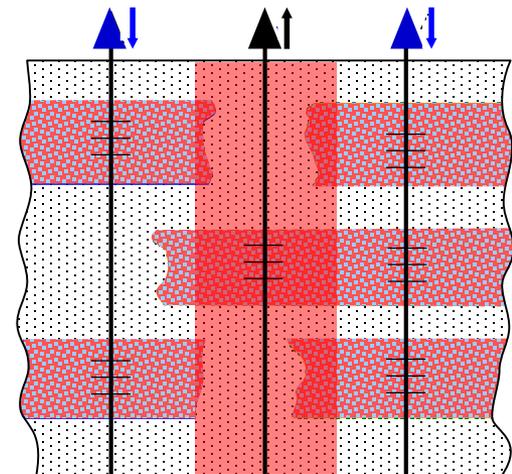


(вид сверху)

3. Улучшение гидродинамической связи скважины с прослоями коллектора

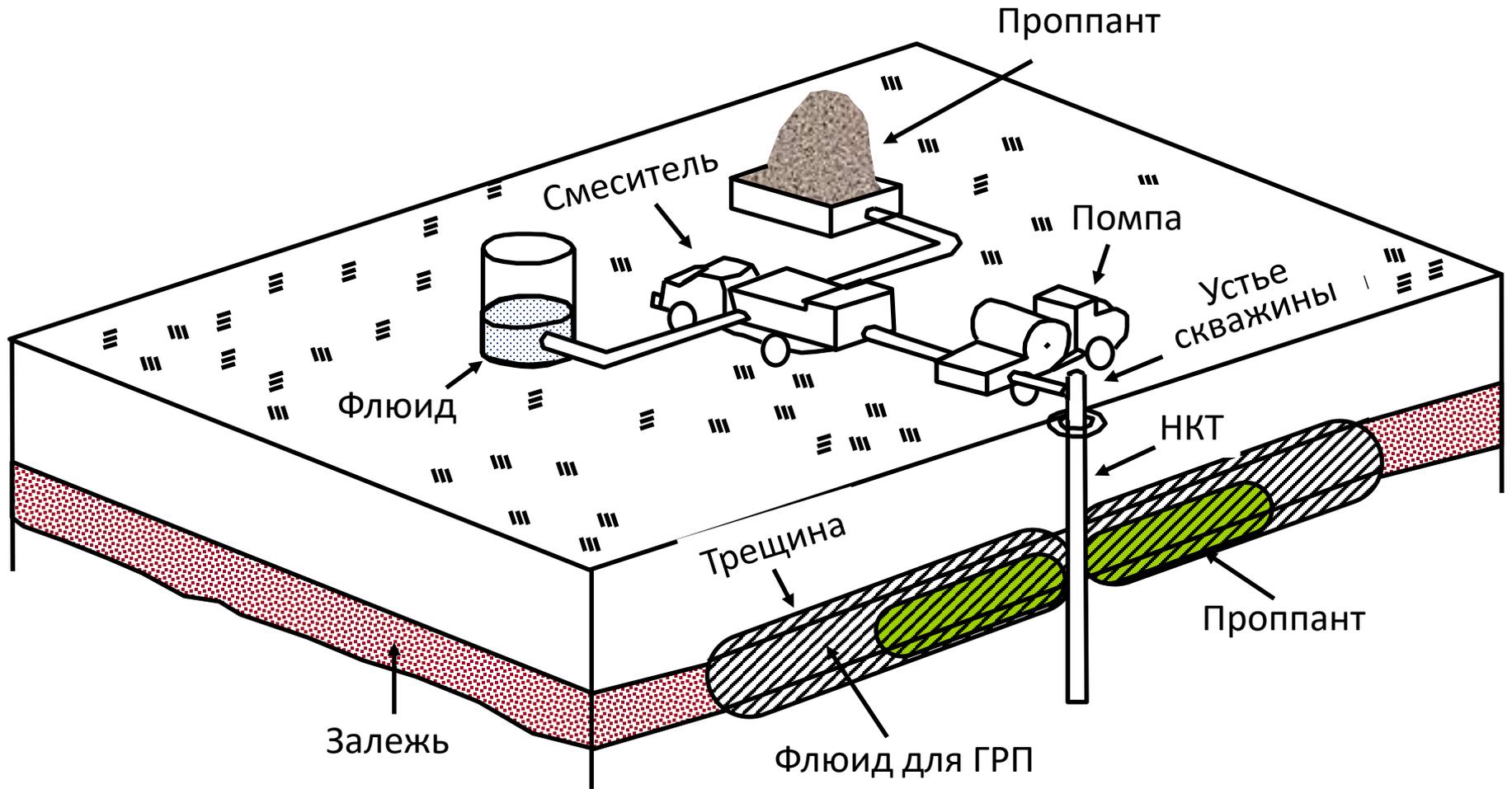


(вид сбоку)



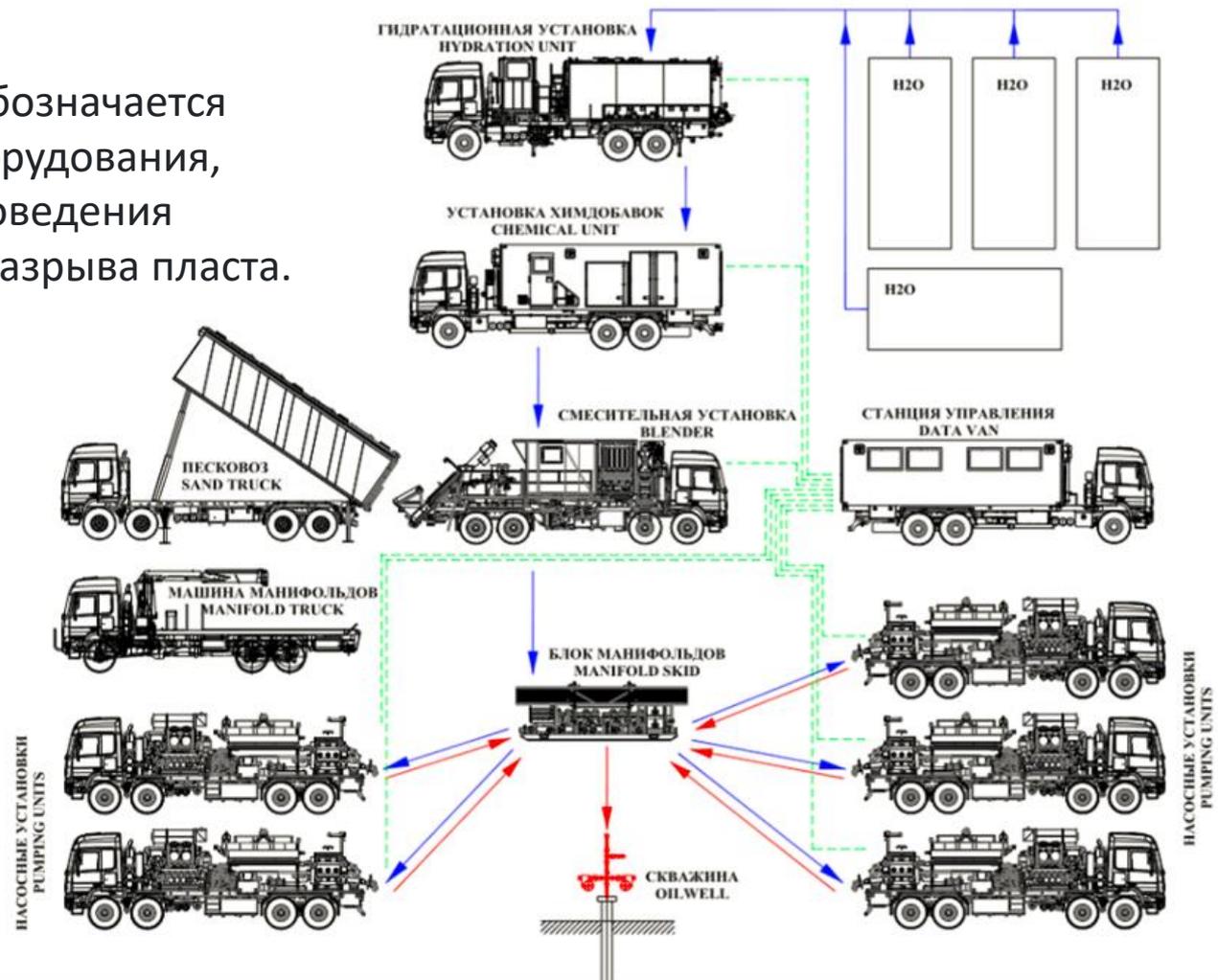
(вид сбоку)

Схема гидроразрыва пласта



Флот ГРП

Понятием флот ГРП обозначается полный комплекс оборудования, необходимый для проведения полноценного гидроразрыва пласта.



В флот ГРП входят:

Песковозы;
 Блендеры;
 Насосные станции;
 Установки для гидратации;
 Манифольдные установки;
 Установки подачи проппанта;

Установки для закачивания химреагентов;
 Оборудование для прогрева и фильтрации;
 Станции управления и контроля.

История применения ГРП

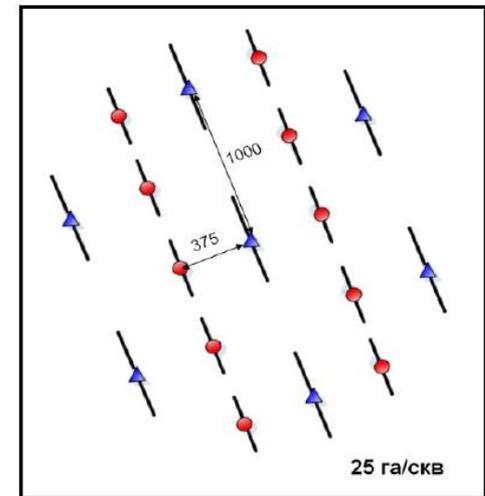
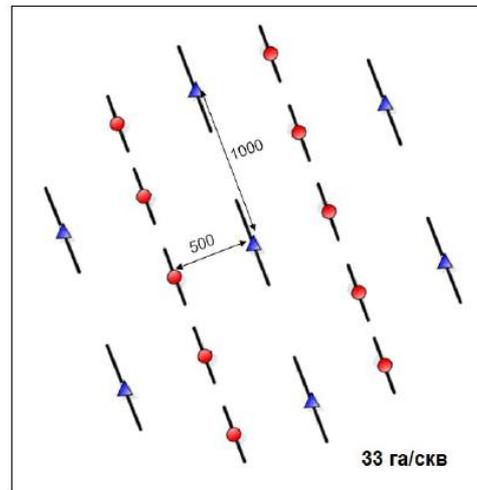
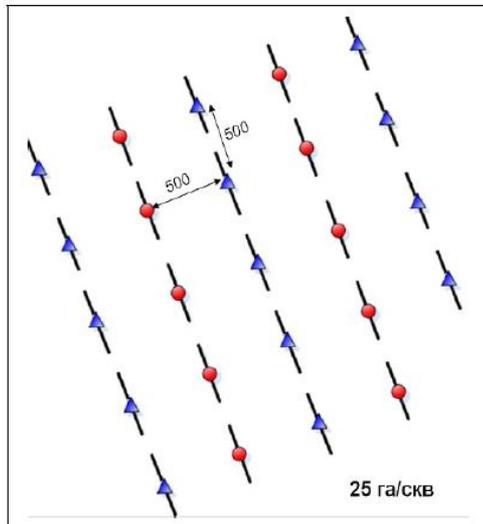
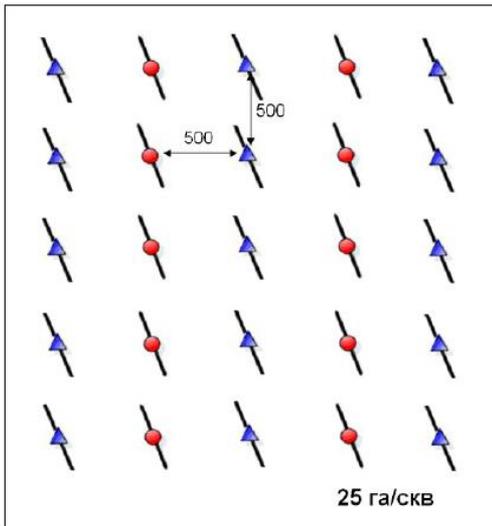
Первые применения гидроразрыва пласта состоялись в США: в 1947 г – в порядке эксперимента, а начиная с 1949 г – т.н. коммерческое применение. В СССР – в 1952 г. Теоретические обоснования метода проводились примерно в одно время в обеих странах. С.А. Христианович, Ю.П. Желтов и Г.И. Баренблатт в 1950-е гг вывели аналитические зависимости для определения размеров горизонтальных и вертикальных трещин, образовавшихся посредством закачки в пласт фильтрующейся и нефилтующейся жидкостей. [С.Т. Montgomery and M.B. Smith, “Hydraulic fracturing. History of an enduring technology”, 2010: “*The original programs were based on work developed by **Khristianovic and Zheltov (1955)**, Perkins and Kern (1961), and Geertsma and de Klerk (1969)*”]

В США максимум по количеству проведенных ГРП был зафиксирован в 1955 году – около 4500 в месяц. К 1972 году количество ежемесячных операций уменьшилось до тысячи, а к 1990 году стабилизировалось на уровне 1500 ГРП.

В СССР пик применения ГРП пришелся на 1958 – 1962 годы, когда количество операций превышало 1500 в год (в 1959 г – 3 тыс. операций). С открытием крупных высокодебитных месторождений в Западной Сибири от применения ГРП практически отказались. В период не востребоваемости отечественное оборудование и опыт применения ГРП значительно отстали.

Технология постепенно развивалась на протяжении десятилетий. В ранние годы ГРП проводили на любой скважине, где необходимо было увеличить дебит, без предварительных расчетов возможных последствий; при этом в пласт закачивалось не более 5–10 тонн проппанта (теперь же – до нескольких сотен тонн).

Деформированные системы с ГРП



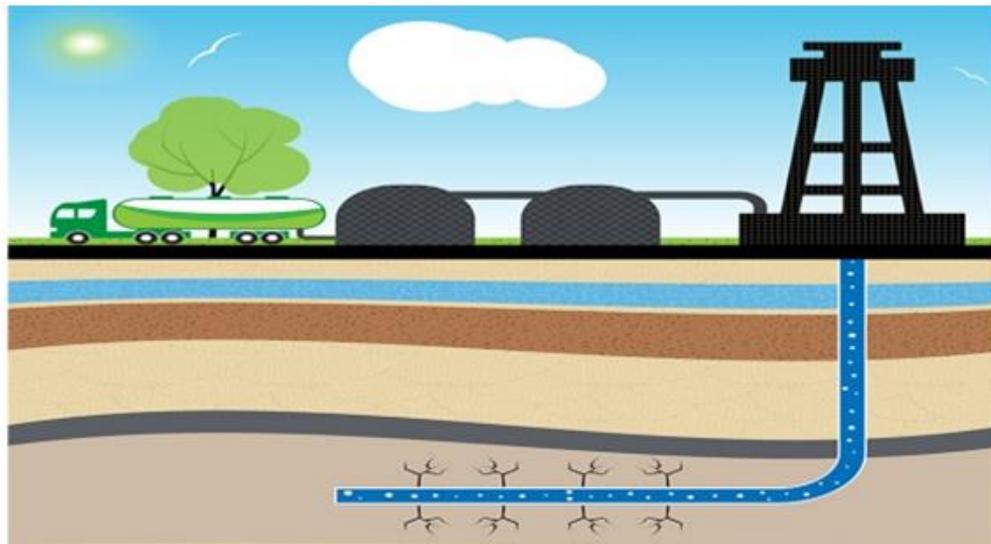
1. Проектируем ориентацию рядов скважин в соответствии с региональным напряжением (=> с направлением трещин ГРП).
2. Разрезаем нагнетательные скважины в ряду с учётом образования в них протяжённых трещин авто-ГРП. В результате, при сохранении активности воздействия на пласт закачкой воды, получаем меньшее количество скважин (33 га/скв. вместо 25).
4. Уменьшаем расстояния между рядами, с возвратом к 25 га/скв. В конечном итоге – при сохранении проектной плотности сетки скважин 25 га/скв. получилось сблизить зону отбора и нагнетания с 500 до 375 м. Полученная путём данных трансформаций система получила название «линейная» или «уфимская».

ГС с многостадийным ГРП

Применение ГРП в ННС (наклонно-направленных скважинах) обеспечило возможность ввода в разработку запасы пластов с проницаемостями порядка 1-3 мД, которые до этого фактически не разрабатывались.

Новым прорывом стало объединение технологий ГС и ГРП, причём в виде многостадийного ГРП – несколько трещин в горизонтальном стволе.

Эта технология начала применяться всего около 15 лет назад и обеспечила т.н. сланцевую революцию в США, поскольку позволяет разрабатывать пласты с проницаемостями в десятые доли мД. Она успешно применяется и в России. В 2016 г «Газпром нефть» на скважине с длиной гор. ствола 1500 м выполнила **30 стадий ГРП**, 1200 тонн проппанта, дебит нефти 130 т (Южно-Приобское НМ).



В настоящее время данная технология активно применяется и на месторождениях ПАО АНК «Башнефть».

25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Понятие временной стоимости денег

Временная ценность денег (стоимость денег с учётом фактора времени) – концепция, в соответствии с которой сегодняшний денежный доход (расход) имеет большую ценность, чем завтрашний, при одинаковой сумме.

Зависимость между ценностью денег и длительностью ожидания была очевидна уже в Средние века. Леонардо Пизанский (Фибоначчи) в 1202 г. писал: «Сумма, полученная сегодня, больше той же суммы, полученной завтра».

Дело в том, что деньги могут приносить доход*. Поэтому их ценность зависит от того, **когда** они расходуются или поступают. При выборе между вариантами вложений приходится сравнивать ожидаемые будущие выгоды от каждого из вариантов.

Пример. *Предприятие имеет выбор между двумя проектами. Первый из них должен принести доход **12** млн рублей через **2** года, второй – **6** млн рублей в конце первого года и ещё **6** – в конце второго. Какой проект более выгоден?*

Очевидно, что второй вариант выгоднее. Хотя бы потому, что полученные через год 6 млн рублей можно снова вложить в дело и получить дополнительный доход.

* Дополнительный фактор – инфляция

Сегодняшняя и будущая стоимость капитала

Однако ответ окажется не столь очевидным, если изменить условия.

Пример 2. *Что лучше: 12 млн рублей через 2 года **или** 5 млн рублей через год и 6 млн рублей через 2 года?*

Здесь всё зависит от того, полагаем ли мы, что полученные в конце первого года 5 млн мы к концу второго года сможем превратить в сумму, превышающую 6 млн.

Предположим, что эти 5 млн мы собираемся положить в банк, на срок 1 год.

Тогда при годовой процентной ставке 20% они к концу второго года как раз превратятся в 6 млн. В этом случае два проекта окажутся равноценными.

При меньшей процентной ставке – более выгодным окажется первый проект.

При более высокой – второй.

Рост капитала, вложенного в банк под годовой процент r , можно рассматривать как **будущую стоимость** вложенных «сегодня» средств:

$$FV = PV \cdot (1 + r)^n$$

FV – «будущая стоимость» капитала (future value), PV – его «сегодняшняя стоимость» (present value), n – количество лет, r – годовой процент.

Понятие дисконтирования

В роли r может выступать не только банковская ставка, но и доходность бизнеса. Допустим, годовая доходность основного бизнеса предприятия составляет r . Тогда при оценке какого-нибудь альтернативного бизнес-проекта собственник предприятия может воспользоваться этой же формулой для «приведения» его будущей прибыли «к сегодняшнему дню»:

$$PV = FV / (1 + r)^n$$

Определение стоимости денежного потока путём приведения стоимости всех выплат к определённому моменту времени (обычно к текущему моменту, в который производится оценка) называется **дисконтированием**.

Дисконтирование является основой для расчётов стоимости денег с учётом фактора времени. Параметр r называется **ставкой дисконтирования** и играет здесь ту же роль, что процентная ставка в предыдущей формуле.

Поскольку сложные проекты всегда состоят из разновременных доходов и расходов, то эта формула применяется к каждому будущему **денежному потоку** (доходам и расходам), в зависимости от конкретного года подставляется соответствующее значение n . После такого приведения всех денежных потоков к сегодняшней стоимости полученные величины суммируются. Если сумма дисконтированных денежных потоков оказывается положительной, то проект является **рентабельным при данной ставке дисконтирования r** .

Пример дисконтирования при оценке проекта

Пример 3. Можем положить 1 млн в банк под ставку 6 % годовых.

Либо вложить этот 1 млн в дело, которое через год принесёт прибыль в 50 тыс.

Попробуем оценить второй проект. В первый год (1-го июля) мы производим капиталовложение, это расход в размере 1 млн. Поскольку первый год мы считаем «сегодняшним», данное капиталовложение не дисконтируется: это условно нулевой год => $n=0$ => знаменатель обращается в единицу.

Ровно через год мы обналичиваем 1050 тыс. Номинальная прибыль – 50 тыс.

Но этот денежный поток мы должны дисконтировать ($n=1$). Поскольку альтернативный проект (банковский депозит) характеризуется доходностью в 6 %, то можно принять коэффициент дисконтирования равным 0,06.

Соответственно, доход 1050 нужно разделить на $(1 + 0,06)^1$. Получается 990,6.

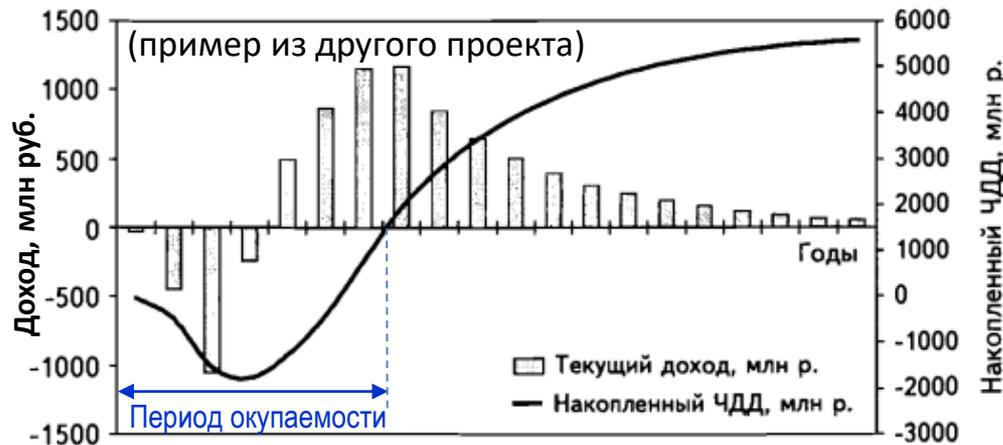
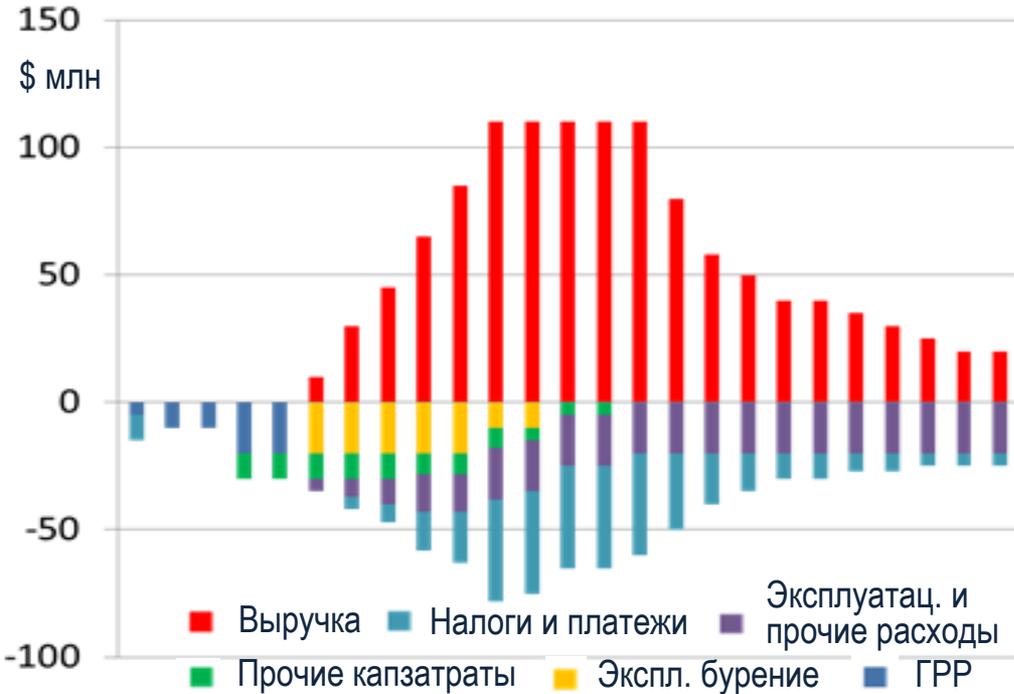
Суммируем дисконтированные денежные потоки: $-1000 + 990,6 = -9,4$.

Таким образом, сумма **номинальных** денежных потоков по второму проекту положительна (номинальная прибыль – 50 тыс.), но его оценка **с учётом дисконтирования** – отрицательна.

Это – простейший пример. Но дисконтирование денежных потоков (ДП) применяется при оценке инвестиционных проектов любой сложности.

Формула суммирования:
$$PV = \sum_{n=1}^N \text{ДП}_n / (1 + r)^n$$

Денежные потоки нефтяного инвест. проекта



Ампилов Ю.П., Герт А.А. Экономическая геология. 2006. Стр. 134, 165.

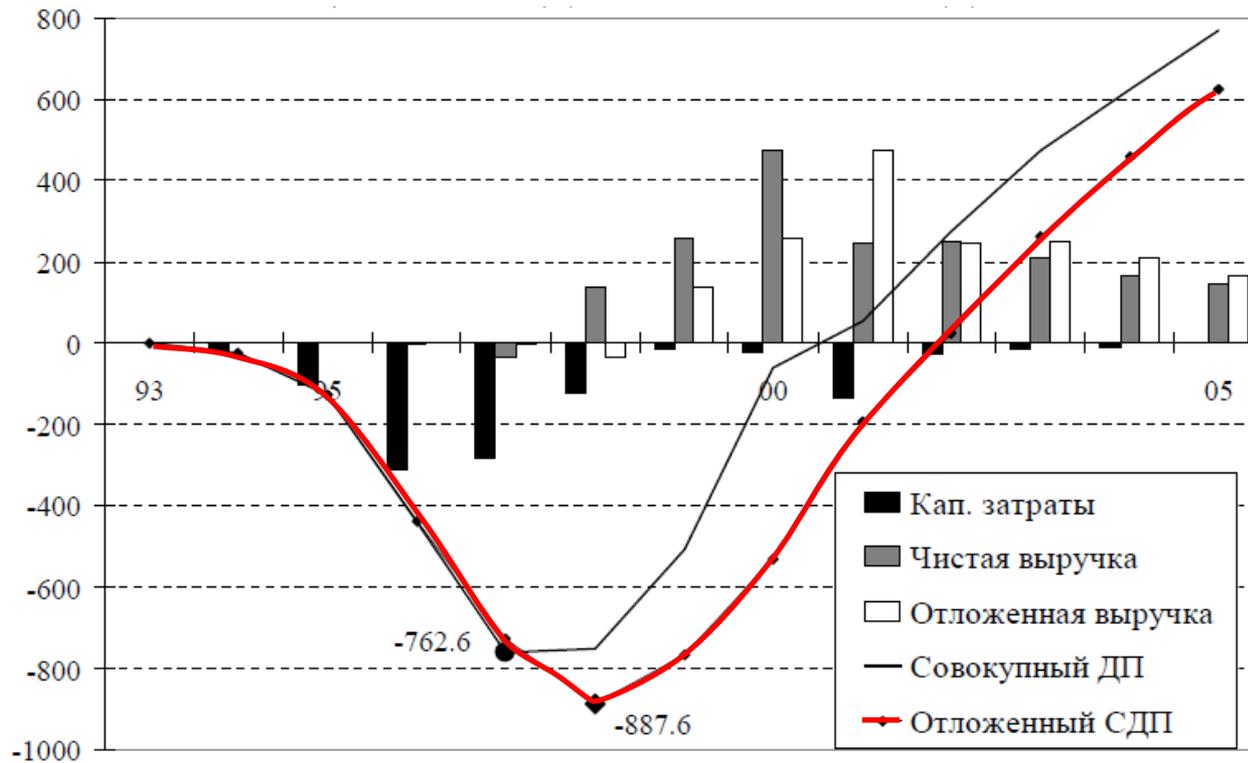
Денежные потоки суммируются в пределах каждого года. Получается суммарный денежный поток по годам. Затем **ДП** каждого i -го года делится на $(1+r)^i$. Полученные дисконтированные величины суммируются по годам. Получается кумулятивная кривая текущей стоимости проекта.



Финальная точка этой кривой даёт **текущую стоимость проекта** (для конкретной ставки дисконта; в данном случае это 10%). Это ЧДД – чистый дисконтированный доход.

Часто используется английская аббревиатура: NPV – net present value.

Последствия сдвига начала добычи



Отображены два сценария: серые столбцы — плановое начало добычи, белые столбцы — та же самая динамика добычи, но со сдвигом на год вправо. Капитальные затраты (чёрные столбцы) остаются на месте. Таким образом, значительная часть расходов (кап. затраты) в обоих вариантах дисконтируются одинаково, а вот выручка от сдвинутой вправо добычи во втором варианте обесценивается за счёт дисконтирования сильнее, поскольку в каждом следующем году коэффициент дисконтирования (на который надо разделить номинальный ДП) в $[1+r]$ раз выше, чем в предыдущем. Поэтому в варианте со сдвигом экономика проекта **ухудшается**.

25. Разработка месторождений. Общие положения	2
26. Расчёт дебита и приемистости скважин (ННС)	12
27. Прогноз добычи	24
28. Природные режимы залежей	35
29. Применение заводнения	57
30. Геологическая неоднородность	82
31. Горизонтальные скважины. Гидроразрыв пласта	104
32. Экскурс в экономику проектов разработки	123
33. Оптимальная плотность сетки скважин с учётом дисконтирования денежных потоков	130

Критерий экономической эффективности

Рассмотрим следующий гипотетический пример.

НГЗ (начальные геологические запасы) залежи – 4 млн т.,
разбуриваемая площадь – 4 км², или 400 га (за вычетом краевых зон ВНЗ).

Вариант 1: При плотности сетки **25** га/скв. (шаг 500 м) – фонд скважин составляет 16 шт., при этом достигается **КИН = 0.4**. Тогда НИЗ = НГЗ · КИН = 1.6 млн т.
В этом случае удельные НИЗ на скважину составляют $1600 / 16 = \mathbf{100}$ тыс. т.

Вариант 2. При плотности сетки **16** га/скв. (шаг 400 м) – фонд скважин составляет 25 шт., при этом достигается **КИН = 0.45**. Тогда НИЗ = НГЗ · КИН = 1.8 млн т.
В этом случае удельные НИЗ на скважину составляют $1.8 \text{ млн т} / 25 = \mathbf{72}$ тыс. т.

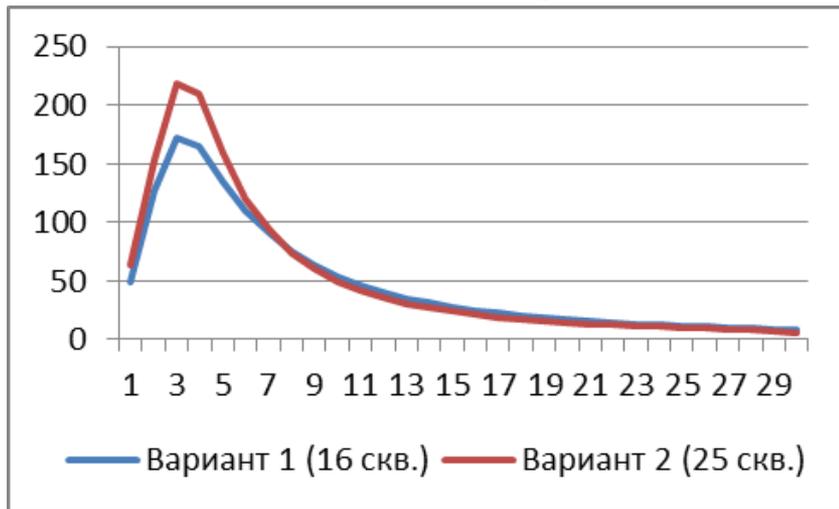
Таким образом, во втором варианте мы бурим 25 скважин вместо 16, благодаря этому обеспечиваем более высокий КИН, итоговая накопленная добыча составит 1.8 млн т вместо 1.6 млн т. При этом, однако, **удельная** добыча на скважину во втором варианте окажется 72 тыс. т, а в первом – 100 тыс. т.
Какой из двух вариантов – «лучше»?

Если не учитывать (не знать) эффект *дисконтирования*, то рассуждения были бы примерно такими: если скважина окупается, скажем, только 80 тысячами тонн добычи, то 2-й вариант заведомо нерентабелен, а 1-й вариант ещё имеет шансы. И наоборот: если скважина окупается, скажем, двадцатью тысячами тонн добычи, то лучше иметь 25 скважин по 72 тыс. т каждая, чем 16 скважин по 100 тыс. т.
На самом же деле всё несколько сложнее: важную роль играет **фактор времени**.

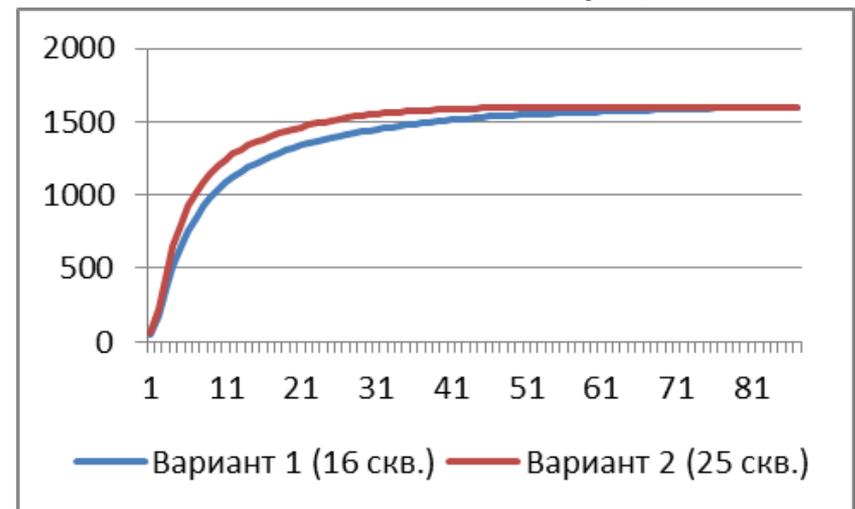
Возвращаемся к задаче (залежь с НГЗ = 4 млн т)

Для наглядности предположим, что на данной залежи КИН вообще не увеличивается при увеличении плотности сетки и что **НИЗ в обоих вариантах совпадает, 1.6 млн т.** Получается вопрос: что лучше, добыть 1.6 млн тонн, пробуравив 16 скважин, или добыть те же самые 1.6 млн тонн, пробуравив 25 скважин? Может показаться, что во втором случае мы просто потратим лишние деньги на бурение 9 «лишних» скважин. Но на самом деле это не так, и как раз вследствие эффекта дисконтирования.

Годовая добыча нефти, тыс. т



Накопленная добыча нефти, тыс. т



Как видим, в обоих вариантах в итоге добывается 1.6 млн т, но в варианте с 25 скважинами темп добычи выше в первые годы (что логично: больше скважин). Вариант с 16 скважинами «догоняет» его в поздние годы. Доходы от более поздней добычи дисконтируются сильнее, и за счёт этого экономика 1-го варианта может оказаться хуже, несмотря на меньшие кап. затраты на бурение.

Расчёт экономики по двум вариантам

Цену нефти условно полагаем 25 тыс. руб. за тонну, стоимость скважины – 110 млн. руб. Условно закладываем кап. вложения на ГРП и на поверхностное обустройство промысла. Условно закладываем формулы расчёта налогов и операционных расходов.

На следующем слайде представлены таблицы показателей (для компактности – только до 2042 года, но расчёты выполнены до полного отбора всех запасов, во втором столбце приведены суммы за весь расчётный период). В строке «Денежные потоки» (ДП) рассчитаны номинальные текущие ДП каждого года, т.е. баланс доходов и расходов, в следующей строке представлены значения фактора дисконтирования (при ставке 1.15), в предпоследней строке – дисконтированные ДП. Сумма дисконтированных ДП даёт стоимостную оценку варианта – **чистый дисконтированный доход (ЧДД)**.

Для ставки дисконтирования 1.15: ЧДД первого варианта – 1193 млрд. рублей, ЧДД второго – 1293 млрд. руб. Таким образом, при данной ставке 2-й вариант выгоднее.

В таблице собраны оценки вариантов для разных значений ставки дисконтирования:

Ставка дисконтирования	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26	1,27	1,28
ЧДД вар. 1, млрд руб.	11,40	9,50	8,04	6,87	5,91	5,11	4,43	3,85	3,35	2,92	2,54	2,20	1,90	1,64	1,40	1,19	1,01	0,84	0,68	0,55	0,42	0,31	0,21	0,12	0,04	-0,04	-0,11	-0,17	-0,22
ЧДД вар. 2, млрд руб.	10,30	8,88	7,69	6,70	5,85	5,12	4,48	3,93	3,45	3,02	2,65	2,31	2,01	1,75	1,51	1,29	1,10	0,93	0,77	0,63	0,50	0,38	0,28	0,18	0,09	0,01	-0,06	-0,13	-0,19
Дельта, млн руб.	-1099	-628	-347	-174	-65	5	49	78	95	105	110	111	110	108	104	100	95	90	84	79	74	69	64	59	55	50	46	42	39

Как видим, при ставках дисконтирования 1.04 и менее – предпочтительным оказывается первый вариант. В том числе при ставке 1.00, что эквивалентно отсутствию дисконтирования. При ставках 1.26 и выше – оба проекта оказываются нерентабельными (с отрицательным ЧДД).

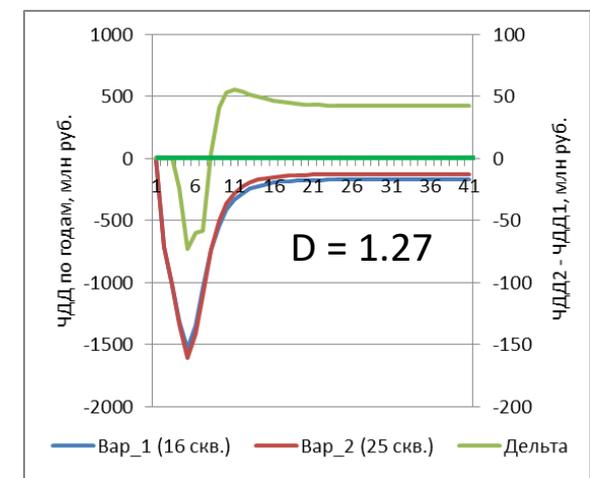
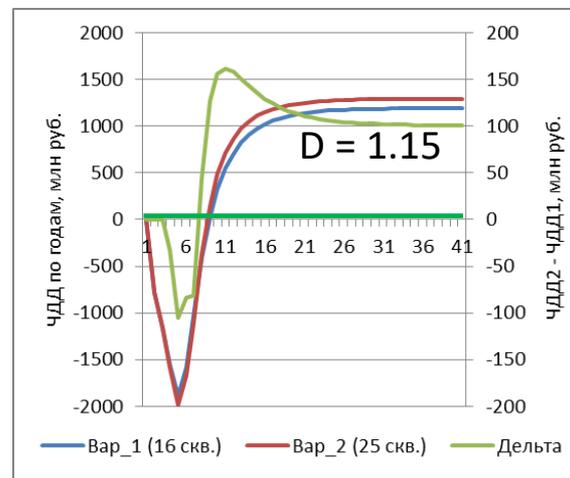
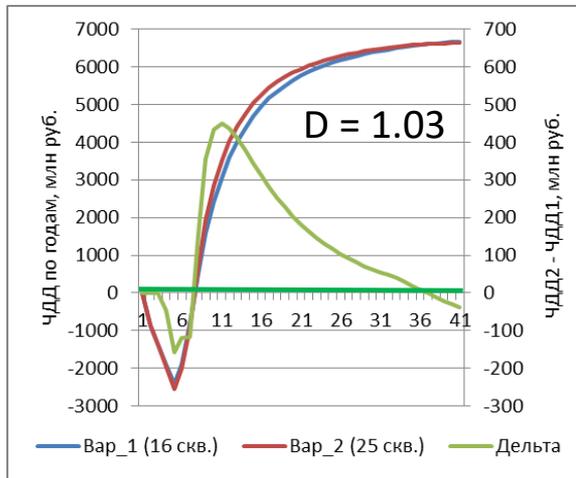
Расчёт по годам для $R = 1,15$ (второй вариант лучше)

Вариант 1 (16 скважин)		Сумма	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Добыча жидкости, тыс. т	11 119					50	140	209	230	225	223	221	218	216	214	212	210	208	206	204	202	200	
Добыча нефти, тыс. т	1 600					48,9	126,7	172,5	164,9	133,8	109,6	90,3	75,1	63,2	53,7	46,2	40,1	35,2	31,1	27,7	24,9	22,5	
Накопленная добыча нефти, тыс. т						49	176	348	513	647	756	847	922	985	1039	1085	1125	1160	1192	1219	1244	1267	
Бурение скважин, шт.	16					6	6	4															
Кап. расходы на бурение, млн руб.	1 760					660	660	440															
Кап. расходы на ГРП и обустр., млн руб.	2 400		900	500	600	400																	
Выручка, млн руб.	40 000					1222	3167	4313	4122	3346	2741	2258	1878	1580	1344	1155	1004	880	779	693	622	561	
Дисконтированная выручка, млн руб.	9 762					699	1574	1865	1549	1094	779	558	404	295	218	163	123	94	72	56	44	34	
Операционные расходы, млн руб.	1 112					5	14	21	23	23	22	22	22	22	21	21	21	21	21	20	20	20	
Налоги, млн руб.	23 333					730	1892	2575	2459	1994	1631	1341	1114	935	793	680	590	516	455	404	361	325	
Денежные потоки (ДП), млн руб.	11 395	0	-900	-500	-600	-573	601	1277	1639	1329	1087	894	742	623	529	454	393	344	303	269	241	217	
Фактор дисконтирования, ед.	1,15	1,00	1,15	1,32	1,52	1,75	2,01	2,31	2,66	3,06	3,52	4,05	4,65	5,35	6,15	7,1	8,1	9,4	10,8	12,4	14,2	16,4	
Дисконтированные ДП, млн руб.	1 193	0	-783	-378	-395	-328	299	552	616	435	309	221	160	116	86	64	48	37	28	22	17	13	
Чистый дисконтированный доход, млн руб.		0	-783	-1161	-1555	-1883	-1584	-1032	-416	19	328	549	709	825	911	975	1024	1060	1089	1110	1127	1140	
Вариант 2 (25 скважин)		Сумма	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Добыча жидкости, тыс. т	11 349					67	186	300	355	353	349	345	342	339	335	332	329	325	322	319	316	312	
Добыча нефти, тыс. т	1 600					63,3	153,2	217,4	209,8	159,5	120,4	93,2	73,8	59,8	49,5	41,6	35,6	30,8	26,9	23,8	21,2	19,1	
Накопленная добыча нефти, тыс. т						63	217	434	644	803	924	1017	1091	1150	1200	1241	1277	1308	1335	1359	1380	1399	
Бурение скважин, шт.	25					8	8	8	1														
Кап. расходы на бурение, млн руб.	2 750					880	880	880	110														
Кап. расходы на ГРП и обустр., млн руб.	2 500		900	500	650	450																	
Выручка, млн руб.	40 000					1583	3831	5435	5244	3987	3011	2329	1845	1495	1236	1041	889	769	673	595	531	477	
Дисконтированная выручка, млн руб.	11 373					905	1905	2350	1971	1303	856	576	397	279	201	147	109	82	63	48	37	29	
Операционные расходы, млн руб.	1 135					7	19	30	35	35	35	35	34	34	34	33	33	33	32	32	32	31	
Налоги, др. расходы, млн руб.	23 319					946	2287	3243	3125	2371	1785	1377	1086	877	722	605	514	442	385	338	300	268	
Денежные потоки (ДП), млн руб.	10 296	0	-900	-500	-650	-699	645	1282	1973	1581	1190	918	724	584	481	403	342	295	256	225	200	178	
Фактор дисконтирования, ед.	1,15	1,00	1,15	1,32	1,52	1,75	2,01	2,31	2,66	3,06	3,52	4,05	4,65	5,35	6,15	7,1	8,1	9,4	10,8	12,4	14,2	16,4	
Дисконтированные ДП, млн руб.	1 293	0	-783	-378	-427	-400	321	554	742	517	338	227	156	109	78	57	42	31	24	18	14	11	
Чистый дисконтированный доход, млн руб.		0	-783	-1161	-1588	-1988	-1667	-1113	-371	146	484	711	866	976	1054	1111	1153	1184	1208	1226	1241	1251	

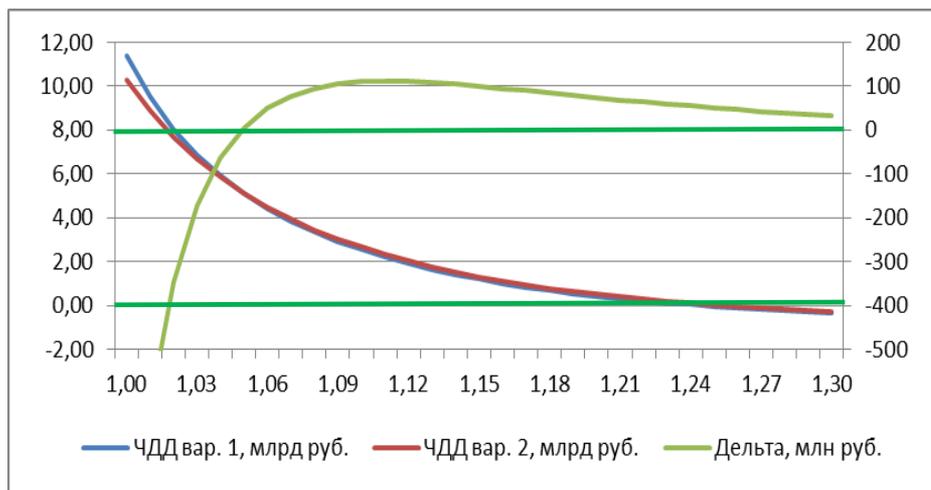
При ставке $R = 1.0$ фактор обращается в единицу для всех годов, и дисконтированный денежный поток совпадает с номинальным. В этом случае оценки равны 11 275 и 9 996 соответственно.

Результирующие графики ($KIN_1 = KIN_2 = 0,40$)

Графики накопленных дисконтированных денежных потоков для разных ставок дисконтирования



Зависимость ЧДД от ставки дисконтирования
(по данным таблицы, представленной на сл. 72)



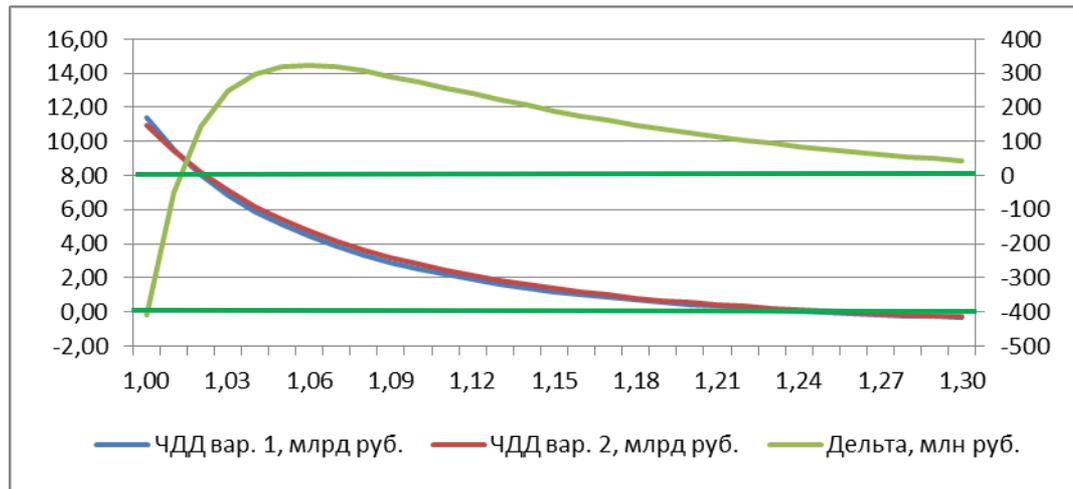
Итак, для обоих вариантов разработки данной залежи имеет место закономерность: чем выше ставка дисконтирования, тем ниже ЧДД.

Причина: чем выше ставка, тем сильнее доход от добычи обесценивается дисконтированием, тем меньше он в состоянии компенсировать («отбить») капитальные вложения первых лет. Эта закономерность является общей и для любого иного проекта разработки (если рассматривать его не с середины): капиталовложения всегда предшествуют добыче.

Практически для каждого проекта существует некоторая ставка дисконта, при которой проект становится отрицательным. На практике у каждой компании действует своя ставка. Как правило, они в диапазоне 1.10 – 1.20.

Вариант с $KIN_2 = 0,42$

Итак, даже при сделанном нами упрощающем предположении о том, что извлекаемые запасы нефти одинаковы в обоих вариантах (т.е. что зависимость КИН от плотности сетки скважин (ПСС) – отсутствует), расчёты показали, что вариант с более плотной сеткой может характеризоваться более высокой экономической эффективностью. Упрощающее предположение о равенстве КИН было принято нами для того, чтобы показать эффект дисконтирования в чистом виде. В реальности же хотя бы слабая зависимость КИН от ПСС обязательно имеет место. Предположим, что во втором варианте КИН составит 0,42 (т.е. что при ПСС = 25 га/скв КИН окажется на 5% выше, чем при ПСС = 16 га/скв). В этом случае зависимость ЧДД от ставки дисконтирования примет следующий вид:



Диапазон значений ставки дисконтирования, при которых второй вариант (с большим количеством скважин) оказывается более эффективным, расширился по сравнению со случаем равных КИН. Кроме того, разность ЧДД между вариантами при ставке $r = 1,15$ увеличилась со 100 до 190 млн руб.

Ставка дисконтирования	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26	1,27	1,28
ЧДД вар. 1, млрд руб.	11,40	9,50	8,04	6,87	5,91	5,11	4,43	3,85	3,35	2,92	2,54	2,20	1,90	1,64	1,40	1,19	1,01	0,84	0,68	0,55	0,42	0,31	0,21	0,12	0,04	-0,04	-0,11	-0,17	-0,22
ЧДД вар. 2, млрд руб.	10,99	9,46	8,18	7,12	6,21	5,43	4,76	4,17	3,66	3,21	2,81	2,46	2,14	1,86	1,61	1,38	1,18	1,00	0,83	0,68	0,55	0,43	0,31	0,21	0,12	0,04	-0,04	-0,11	-0,17
Дельта, млн руб.	-410	-49	145	248	299	320	324	318	306	291	274	257	239	222	206	190	175	161	148	135	124	113	103	94	85	77	69	62	56

Заключение по проблематике ПСС

Как отмечено на слайде 76, в общем случае для более выдержанных коллекторов допустимы более редкие сетки, для более неоднородных, прерывистых – более плотные (см. также слайд 90).

Выбор плотности сетки скважин (ПСС) для каждого объекта производится, во-первых, с учётом наличия зависимости КИН от ПСС. Правда, характер этой зависимости в подавляющем большинстве случаев характеризуется крайне высокой неопределённостью.

Во-вторых, в основе выбора ПСС всегда лежит экономика. А в основе экономической оценки – принцип дисконтирования денежных потоков, с использованием конкретной ставки дисконтирования. Эта ставка может существенно различаться у разных компаний.

На этом наш семестровый курс окончен.
Не всё в него поместилось, но то, что поместилось,
полезно знать. Удачи!

Уточняющие вопросы, а также предложения и рекомендации по курсу
можно направлять на электронную почту schatrow@mail.ru