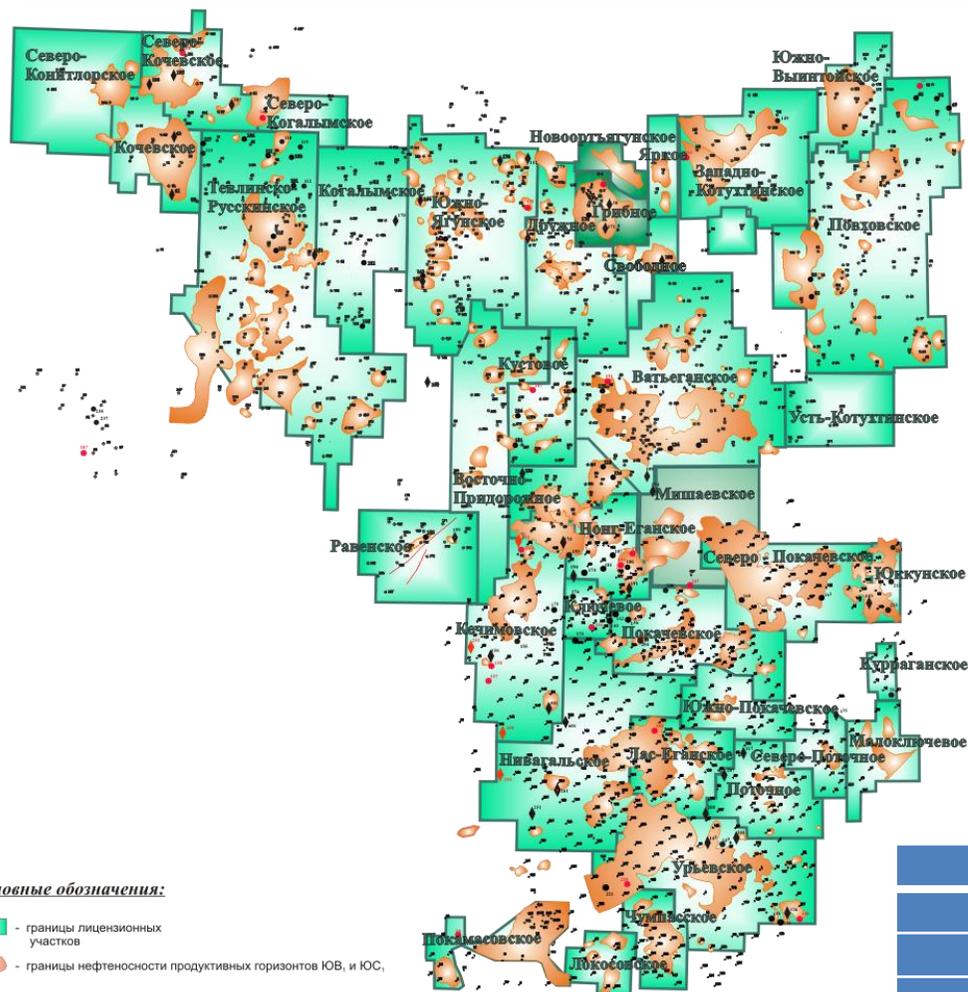


# Влияние значений геолого- физических параметров нефтяных залежей на прогнозирование показателей разработки

г. Анапа  
24-26.09.2019

**Виталий Николаевич Мельников**  
начальник отдела  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени

# Схема контуров нефтеносности продуктивных горизонтов ЮВ<sub>1</sub> и ЮС<sub>1</sub>



## Условные обозначения:

- - границы лицензионных участков
- - границы нефтеносности продуктивных горизонтов ЮВ<sub>1</sub> и ЮС<sub>1</sub>
- - разведочные и поисковые скважины, пробуренные до 1996г.
- ◆ - разведочные и поисковые скважины, пробуренные в 1996-97г.г.
- ◆ - разведочные и поисковые скважины, предусмотренные бурением на 1996г.
- ◆ - разведочные и поисковые скважины, предусмотренные бурением на 1999г.

Общее количество залежей – **198**, в т.ч.:

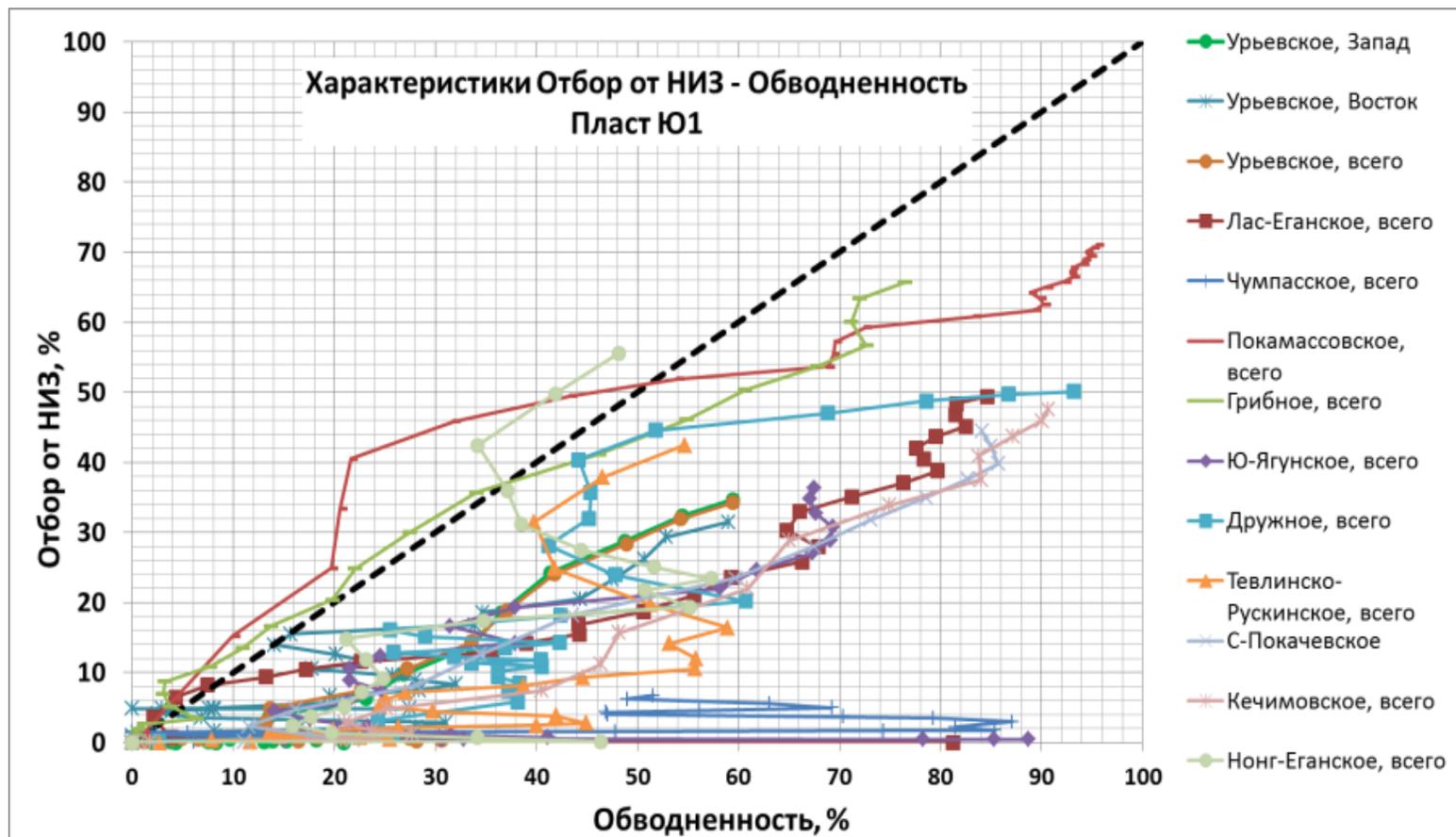
Лангепасский район – **47**,

Покачевский район – **26**,

Когалымский район – **125**.

Параметр	Мин.	Макс.	Среднее
Пористость, д.ед	0,13	0,19	0,16
Проницаемость, мД	0,3	149,3	22,1
Песчанистость, д.ед	0,07	0,79	0,46
Расчлененность	1	9	3
Нефтенасыщенность, д.ед	0,3	0,65	0,53

# Характеристики вытеснения по основным месторождениям распространения регионального объекта Ю1



Вывод из графика – по большинству объектов выработка запасов идет хуже условной биссектрисы проходящей по линии прямого соответствия в осях (Обводненность - Отбор от НИЗ).

По данному критерию, разработку 95% залежей объекта Ю1 по месторождениям разрабатываемым ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» можно считать неэффективной.

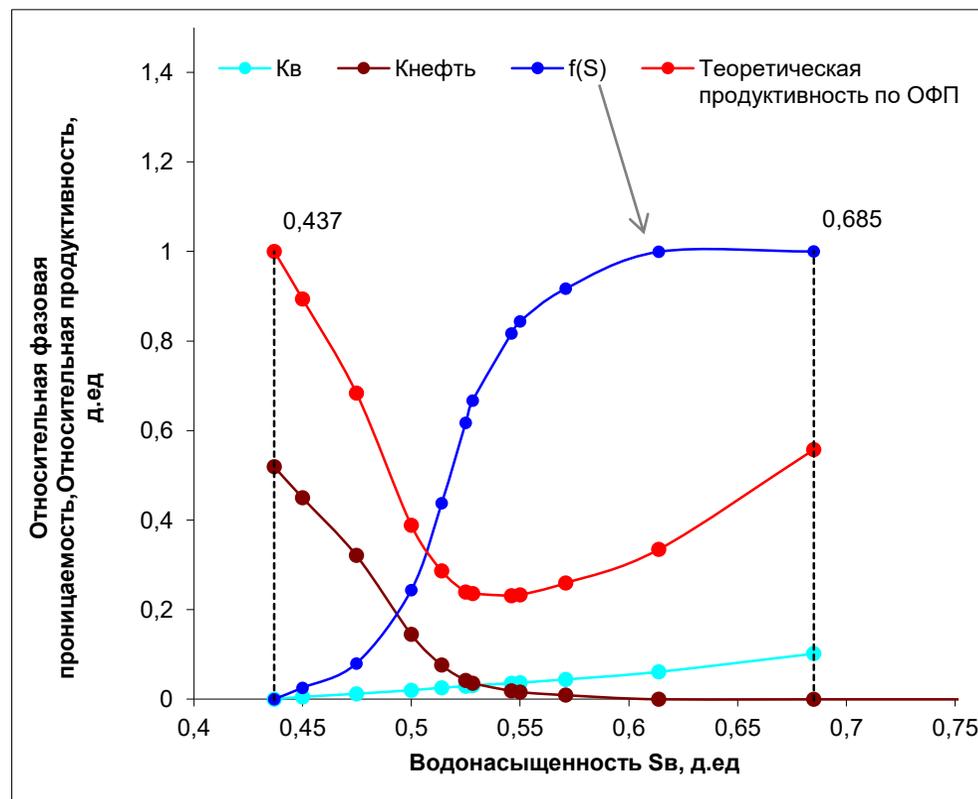
## Процесс вытеснения нефти водой описывается функцией Баклея-Лeverетта $f(S_w)$

Процесс вытеснения нефти водой описывается функцией Баклея-Лeverетта  $f(S_w)$

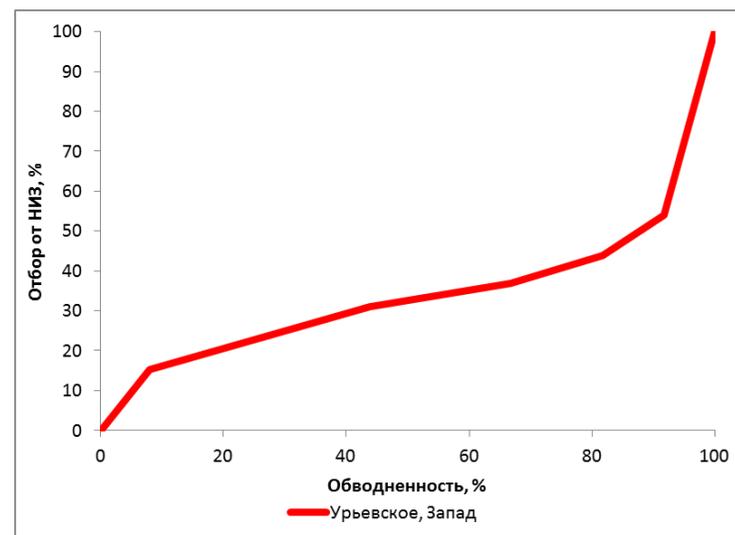
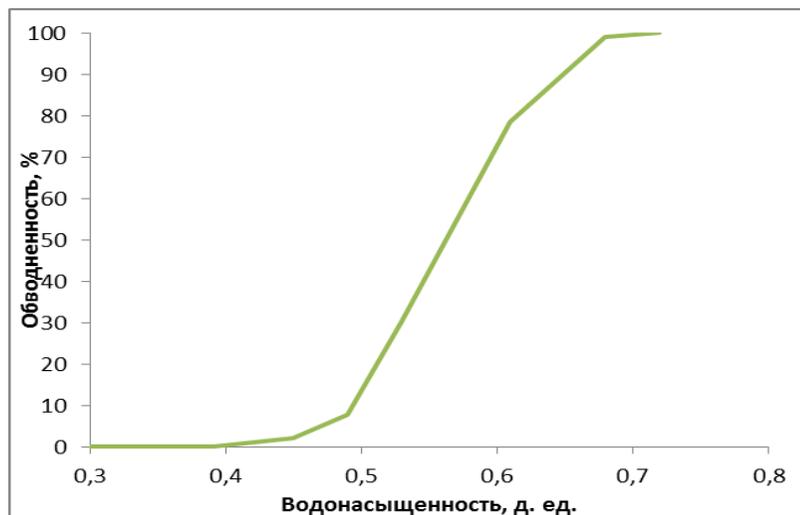
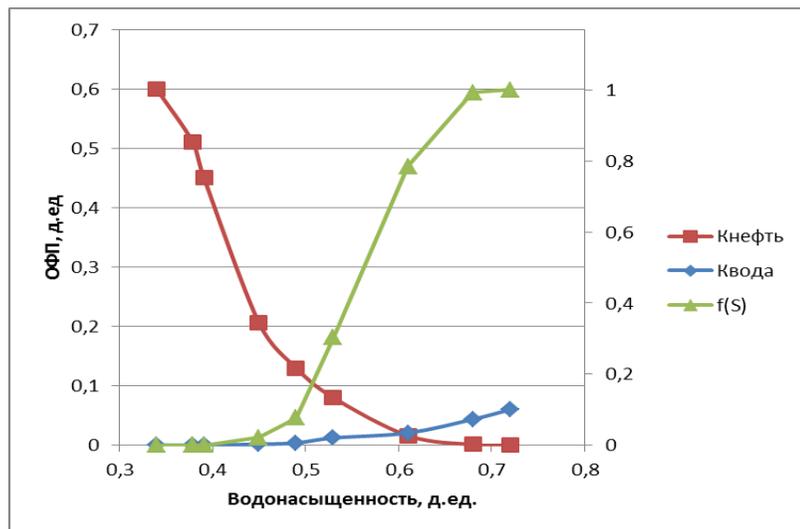
$f(S_w)$  – описывает зависимость доли подвижной воды в потоке в зависимости от текущей водонасыщенности (изменяется от 0 до 1)

$f(S_w) = 0$  при критической водонасыщенности (соответствует предельной нефтенасыщенности, которая не всегда равна начальной, поэтому даже в ЧНЗ часто имеет место наличие входной обводненности)

$f(S_w) = 1$  при предельной водонасыщенности (соответствует остаточной нефтенасыщенности)



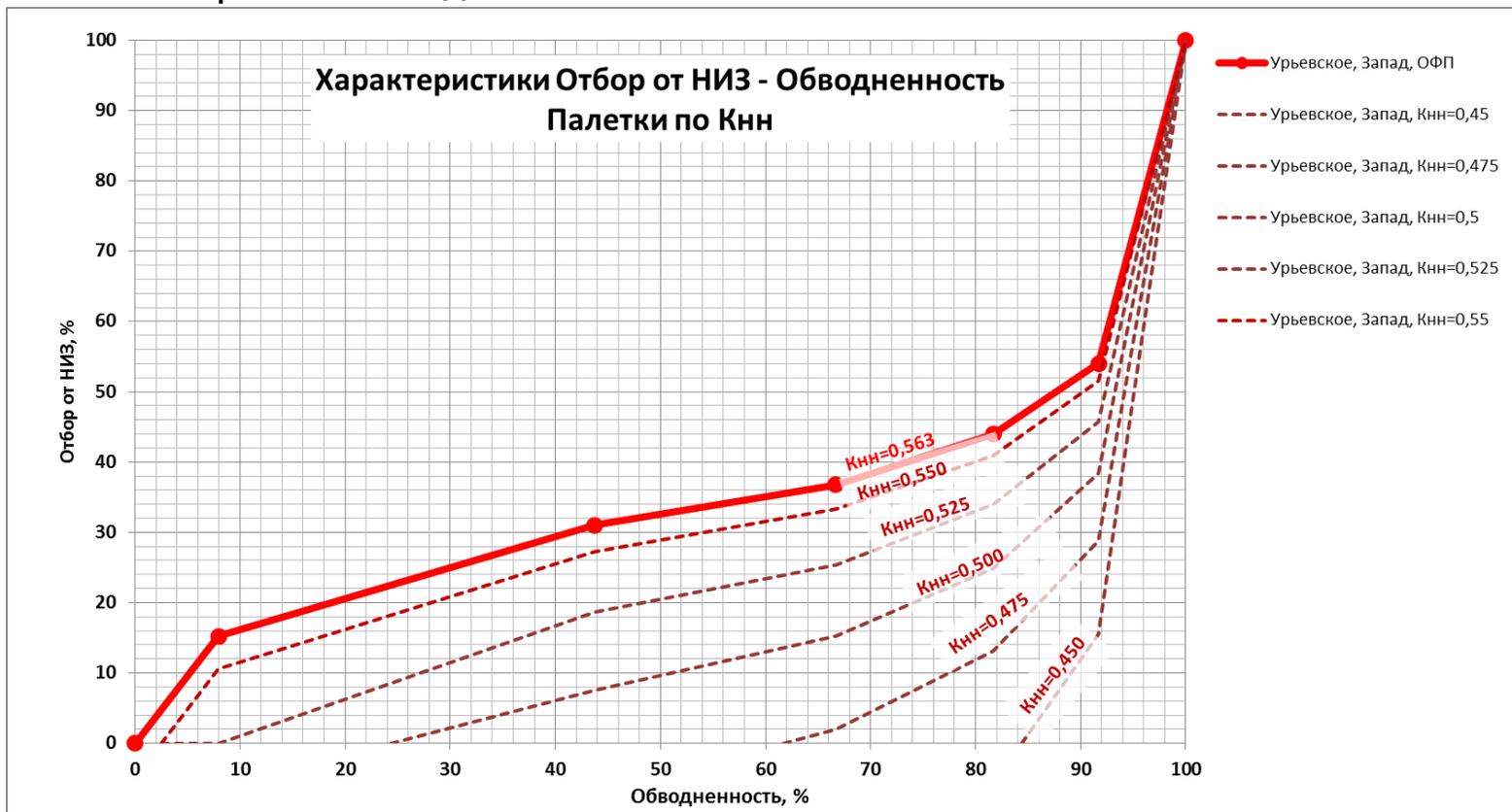
## Практическое применение функции Баклея-Левреттаf(S) - получение зависимости *Отбор от НИЗ - Обводненность*



Для удобства практического применения предлагается промасштабировать оси из д.ед. и водонасыщенности в более привычные координаты (*Отбор от НИЗ - Обводненность*)

# Характеристики вытеснения Отбор от НИЗ - Обводненность (Урьевское м-ие, Западно-Урьевский участок)

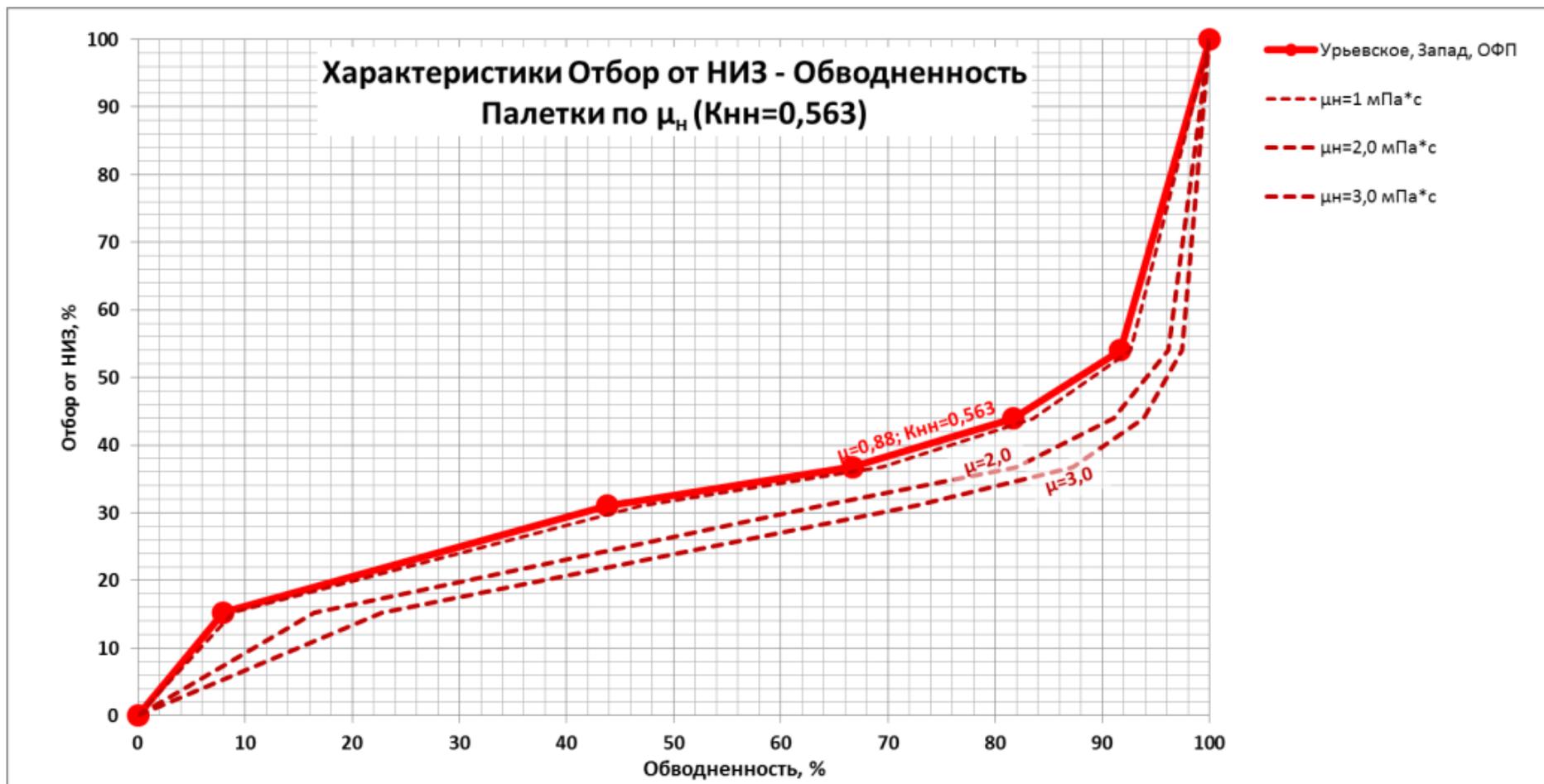
Как показал анализ, наибольшее влияние на характеристику вытеснения оказывает параметр начальной нефтенасыщенности, что может быть схематизировано в виде палеток



Подобные палетки можно использовать для прогноза по новым месторождениям и участкам бурения.

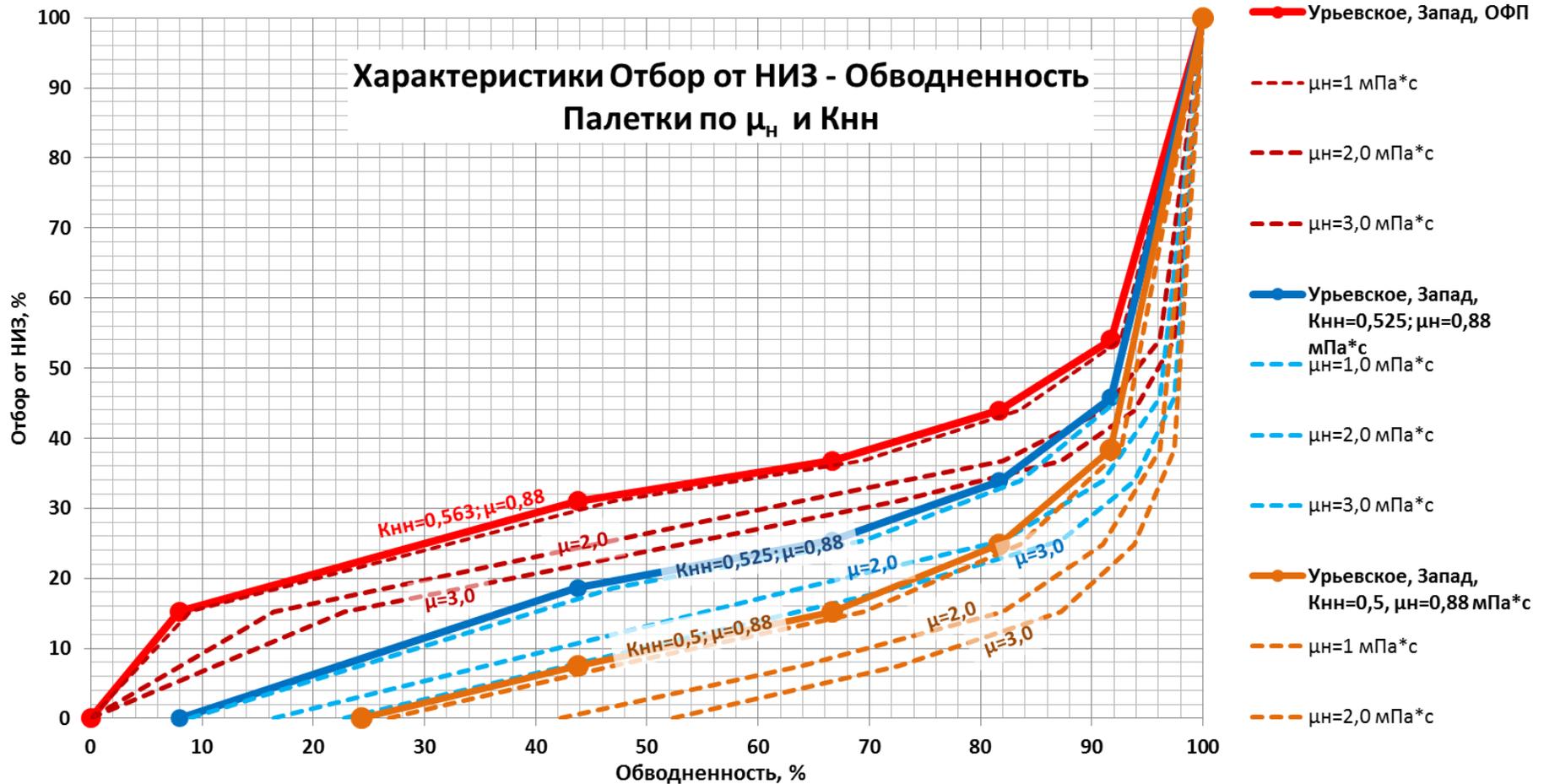
При этом в случае отличие аналога по параметрам, вводятся необходимые поправки.

## Пример поправок в случае отличия аналога по вязкости нефти

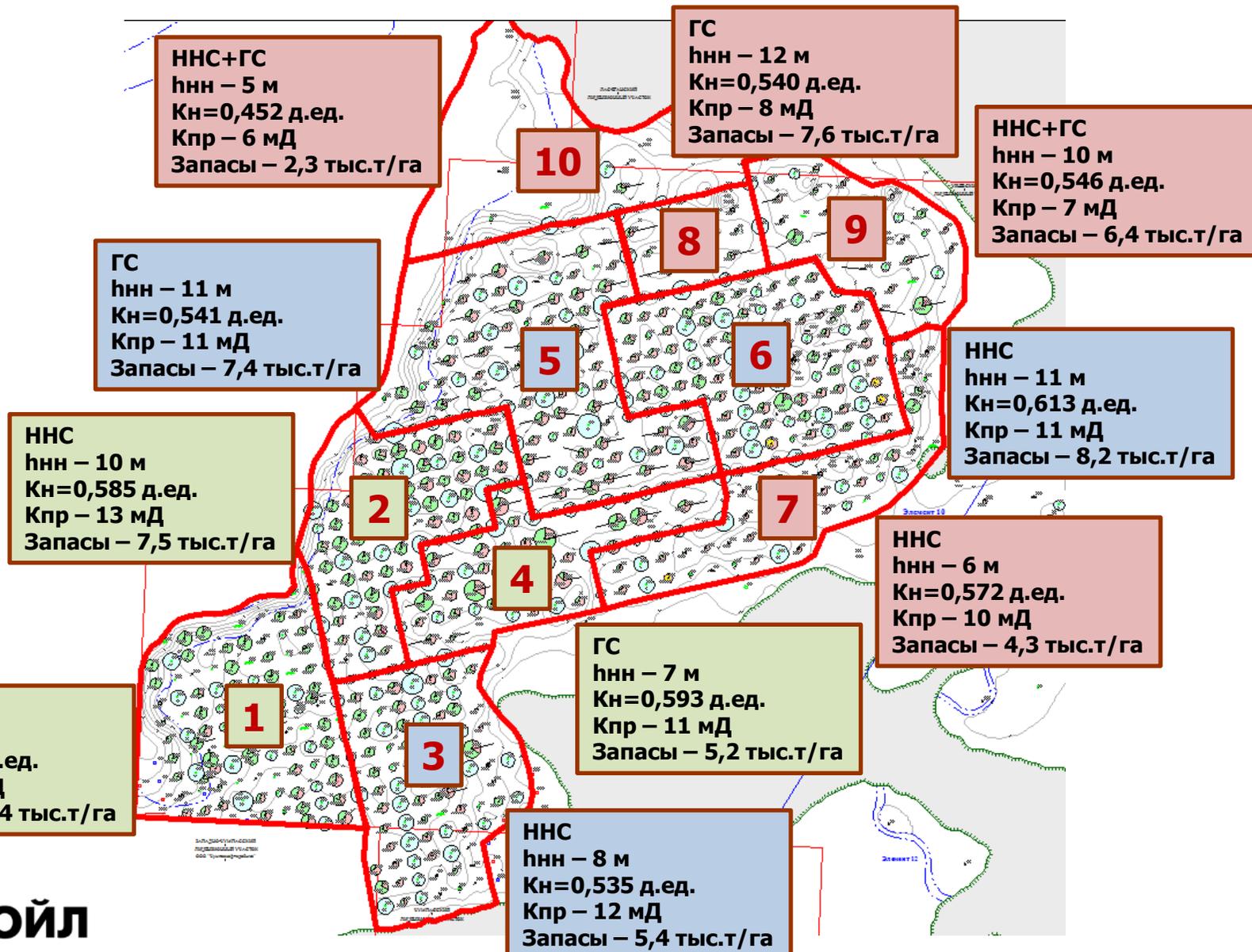


# Спектр кривых вытеснения при вариативности начальной нефтенасыщенности и вязкости нефти

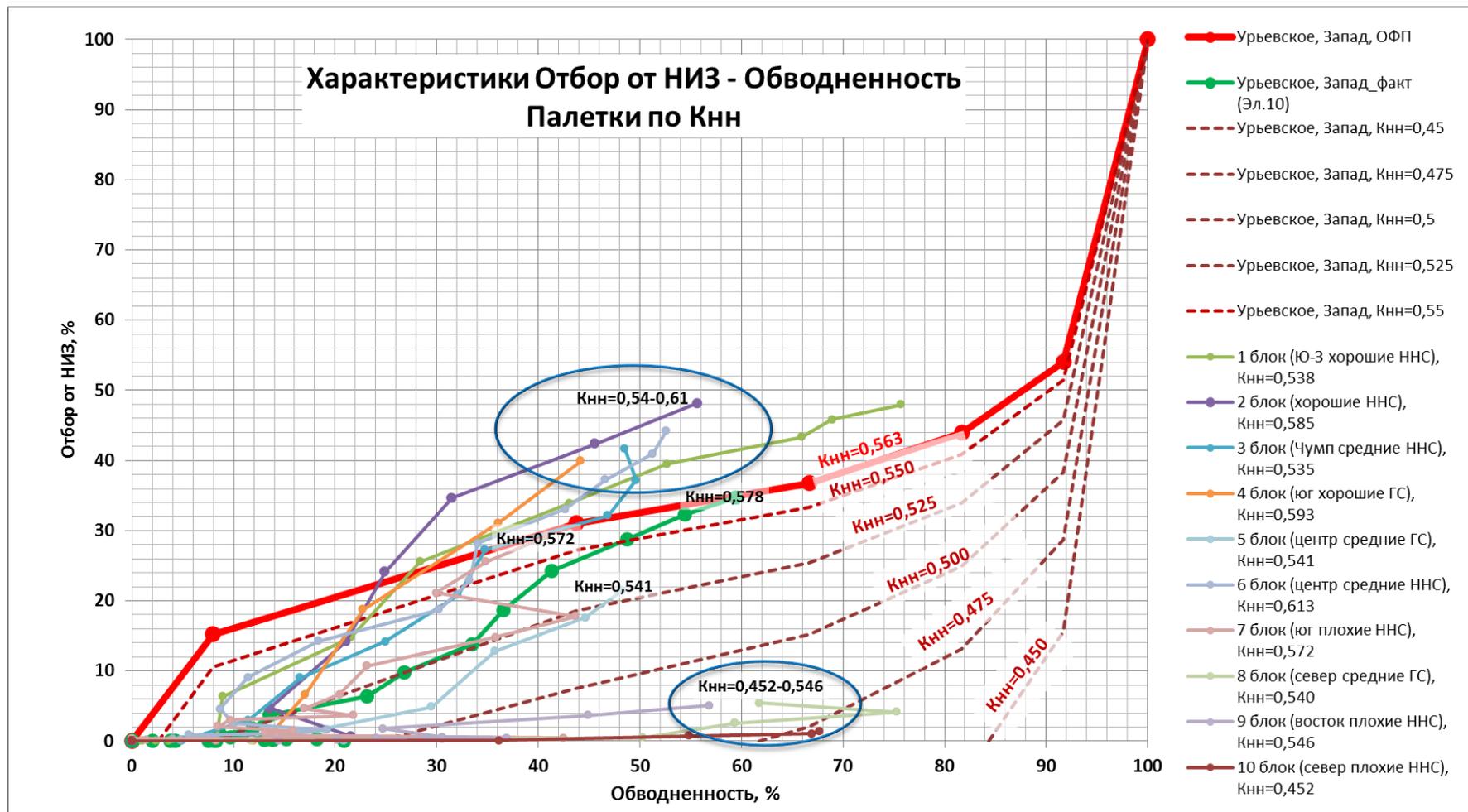
Характеристики Отбор от НИЗ - Обводненность  
Палетки по  $\mu_n$  и  $K_{nn}$



# Урьевское м-ие, Западно-Урьевский участок



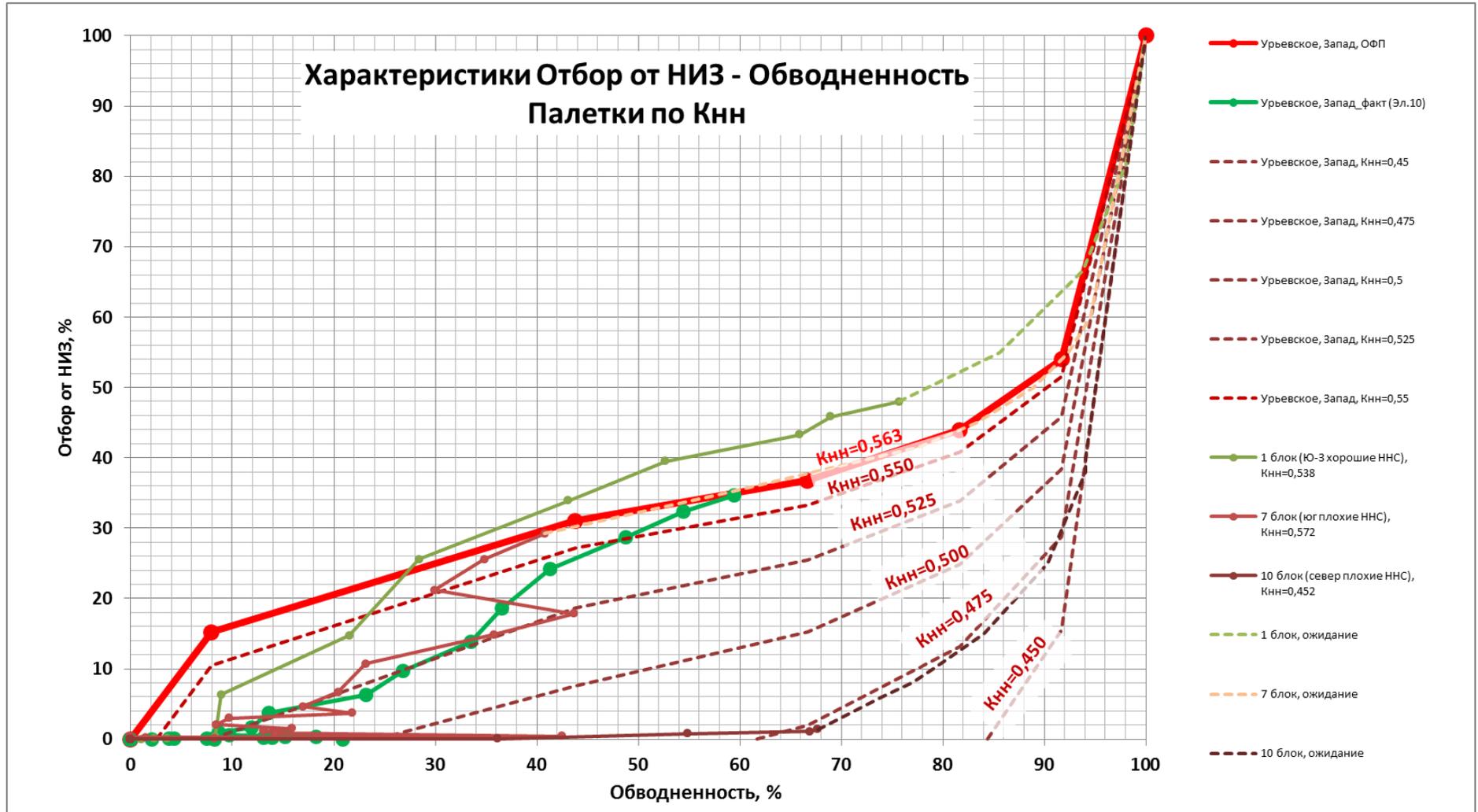
## Характеристики вытеснения Отбор от НИЗ - Обводненность Урьевское м-ие, Западно-Урьевский участок



Пример динамики блоков Западно-Урьевского участка показывает, что часть блоков, расположенных в зонах с лучшими ФЕС, имеют начальную нефтенасыщенность выше, чем принятую на основе специсследований, поэтому имеют динамику более оптимистичную, чем по теоретической кривой выработки

# Использование палеток позволяет выполнить прогноз

## Урьевское м-ие, Западно-Урьевский участок

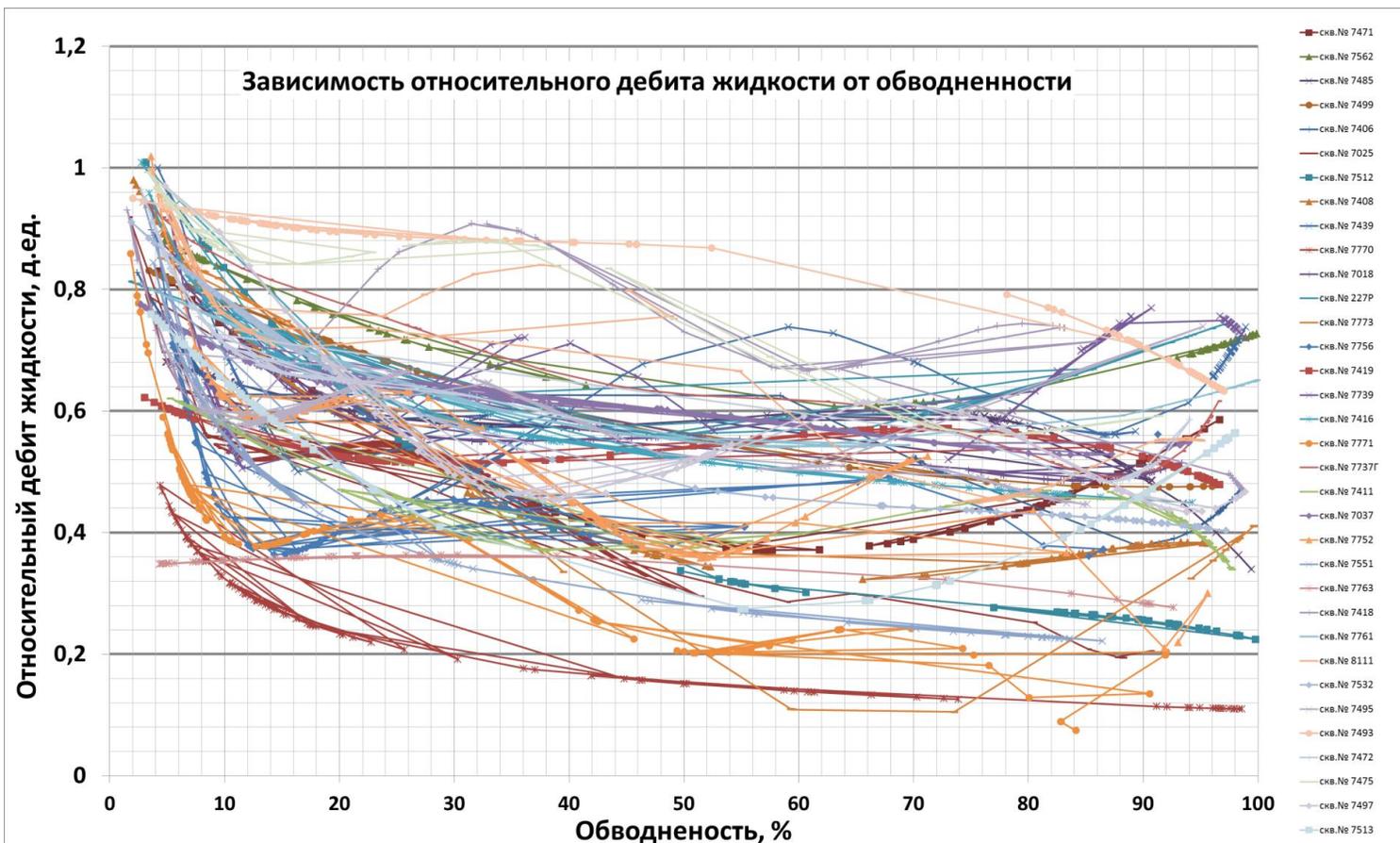


## Зависимость относительного дебита жидкости от обводненности

### Урьевское м-ие, Западно-Урьевский участок

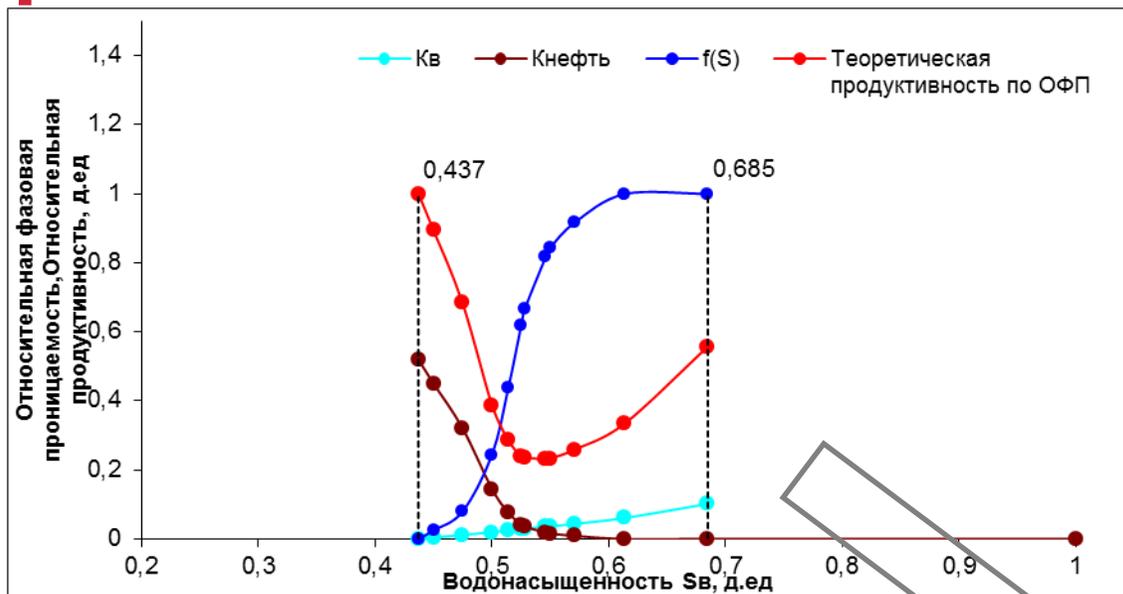
На динамику изменения дебита жидкости влияют два основных фактора:

- фазовые проницаемости
- формирование воронки депрессии



*Для графика выбраны скважины с продолжительной историей разработки и значениями обводненности не менее 80%*

# Влияние фазовых проницаемостей на изменение дебита жидкости



$$\text{Теоретическая продуктивность} = \frac{\bar{k}_{v_i}/\mu_v + \bar{k}_{n_i}/\mu_n}{\bar{k}_{v_0}/\mu_v + \bar{k}_{n_0}/\mu_n}$$

$\bar{k}_v/\mu_v + \bar{k}_n/\mu_n$  — ПОДВИЖНОСТЬ

$\bar{k}_{v_i}$  - относительная фазовая проницаемость воды в текущий момент, д.ед.

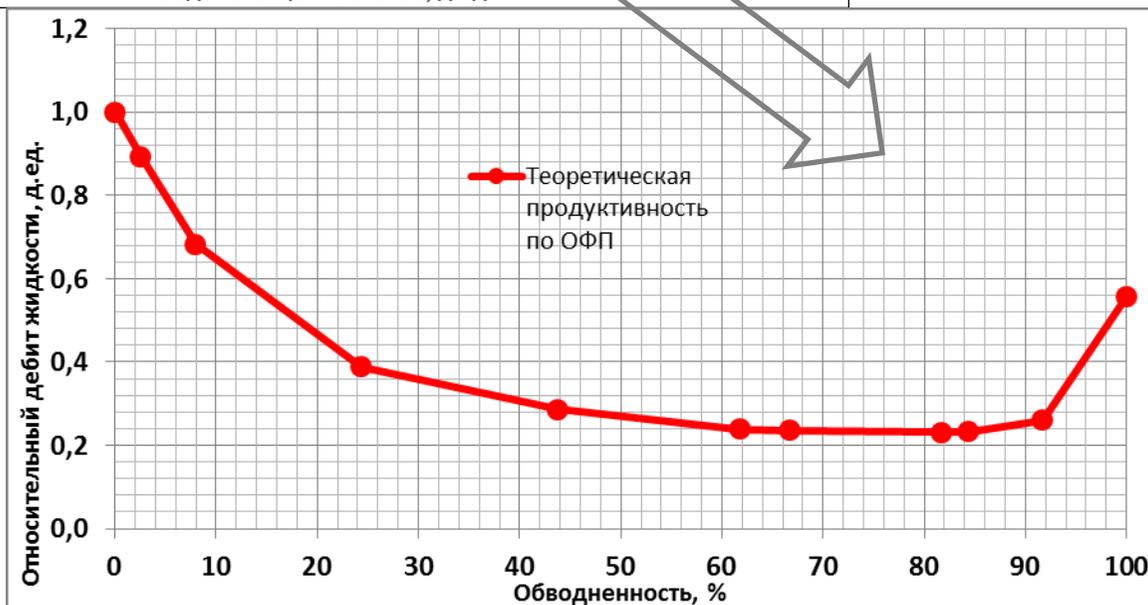
$\bar{k}_{n_i}$  - относительная фазовая проницаемость нефти в текущий момент, д.ед.

$\bar{k}_{v_0}$  - относительная фазовая проницаемость воды в начальный момент, д.ед.

$\bar{k}_{n_0}$  - относительная фазовая проницаемость нефти в начальный момент, д.ед.

$\mu_v$  - вязкость воды, мПа\*с, д.ед.

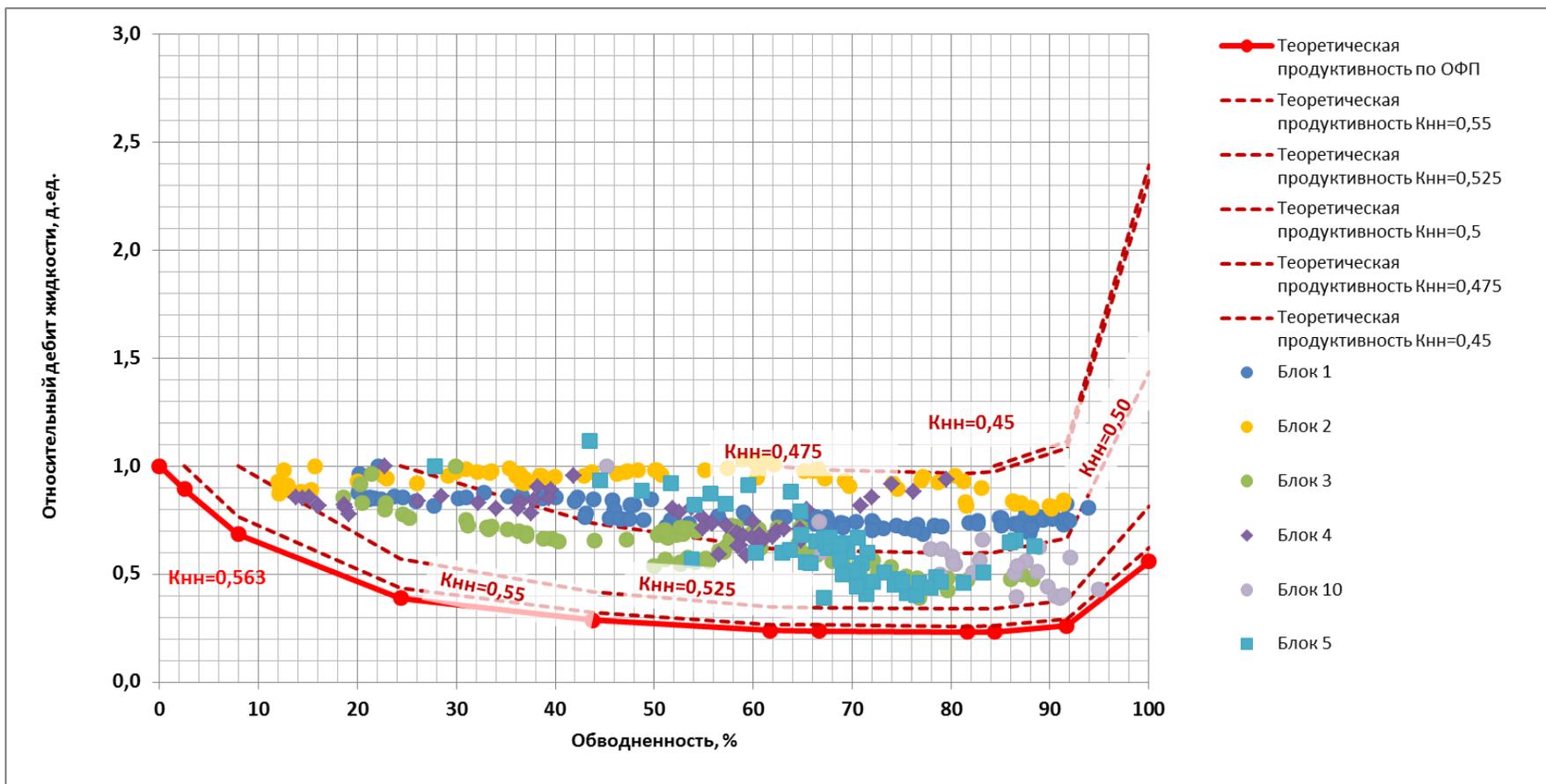
$\mu_n$  - вязкость нефти, мПа\*с, д.ед.



## Зависимость относительного дебита жидкости от обводненности

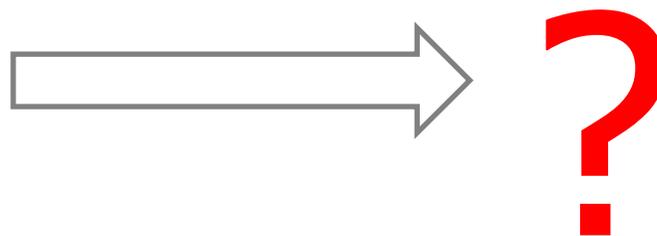
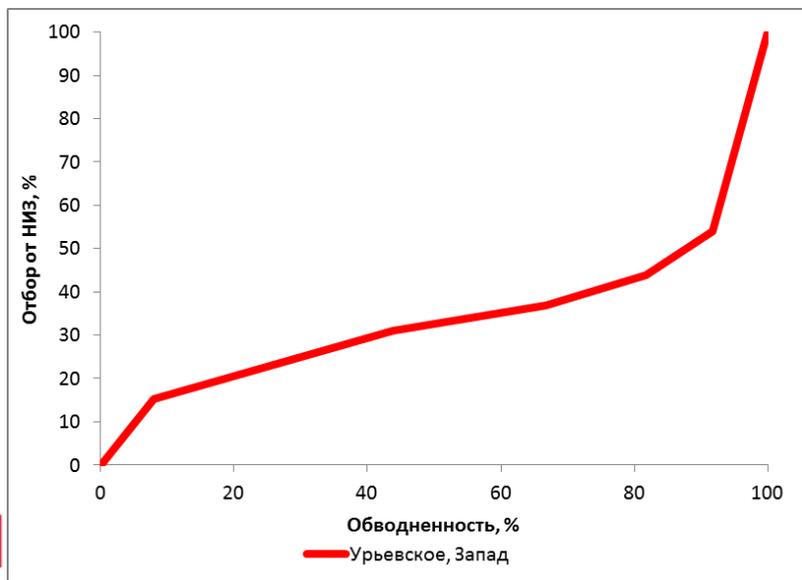
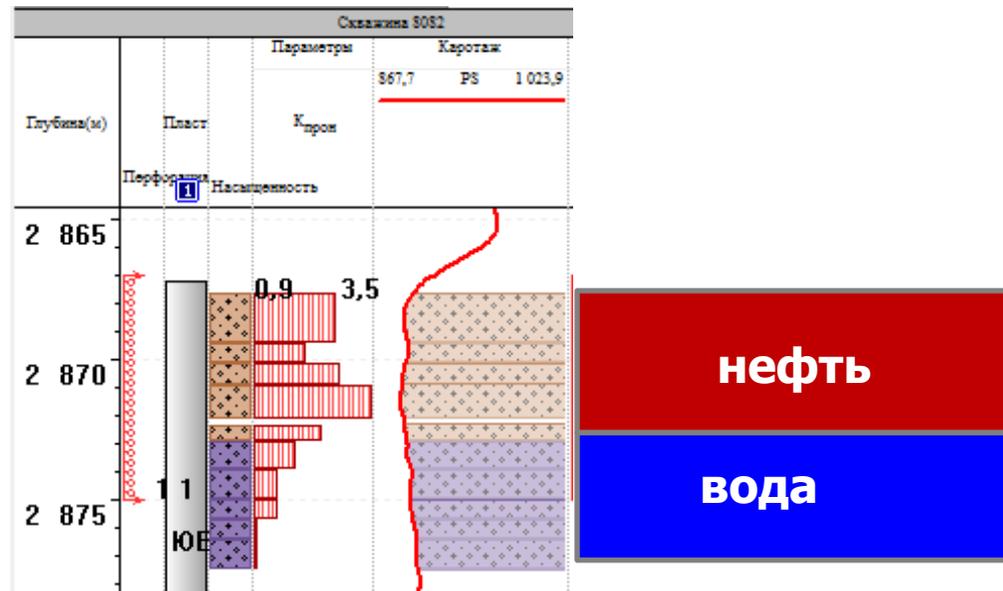
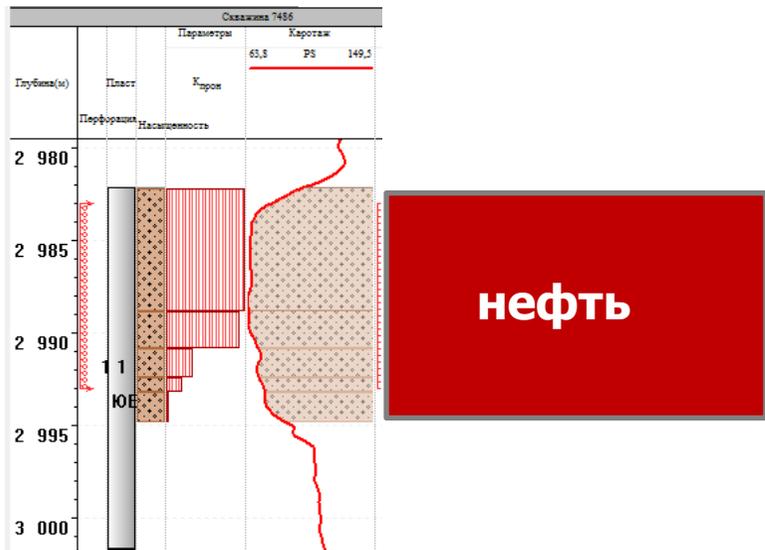
Урьевское м-ие, Западно-Урьевский участок

Пример изменения дебита жидкости и обводненности для фактических скважин подтверждает закономерности, полученные по теоретическим выкладкам от фазовых проницаемостей



Форма кривой изменения относительного дебита меняется в зависимости от начальной нефтенасыщенности и может быть схематизирована в виде палеток

# Влияние подошвенной воды на характеристику вытеснения



# Влияние подошвенной воды на характеристику вытеснения

нефтяной пласт  
(н.п.)

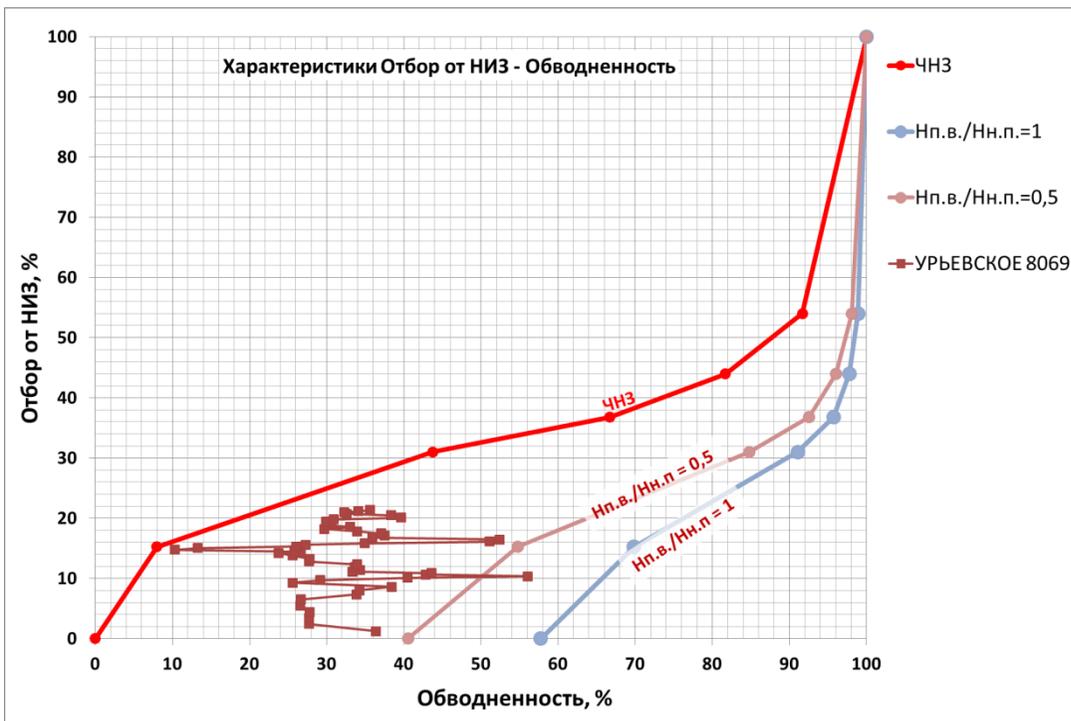
подошвенная вода  
(п.в.)

Допущения:

**Запасы нефти (НИЗ) – константа**  
**Динамика обводненности - отличается**

## Обводненность для случая ВНЗ:

$$f = (q_{В_{Н.П.}} + q_{В_{П.В.}}) / (q_{В_{П.В.}} + q_{В_{Н.П.}} + q_{Н_{Н.П.}})$$



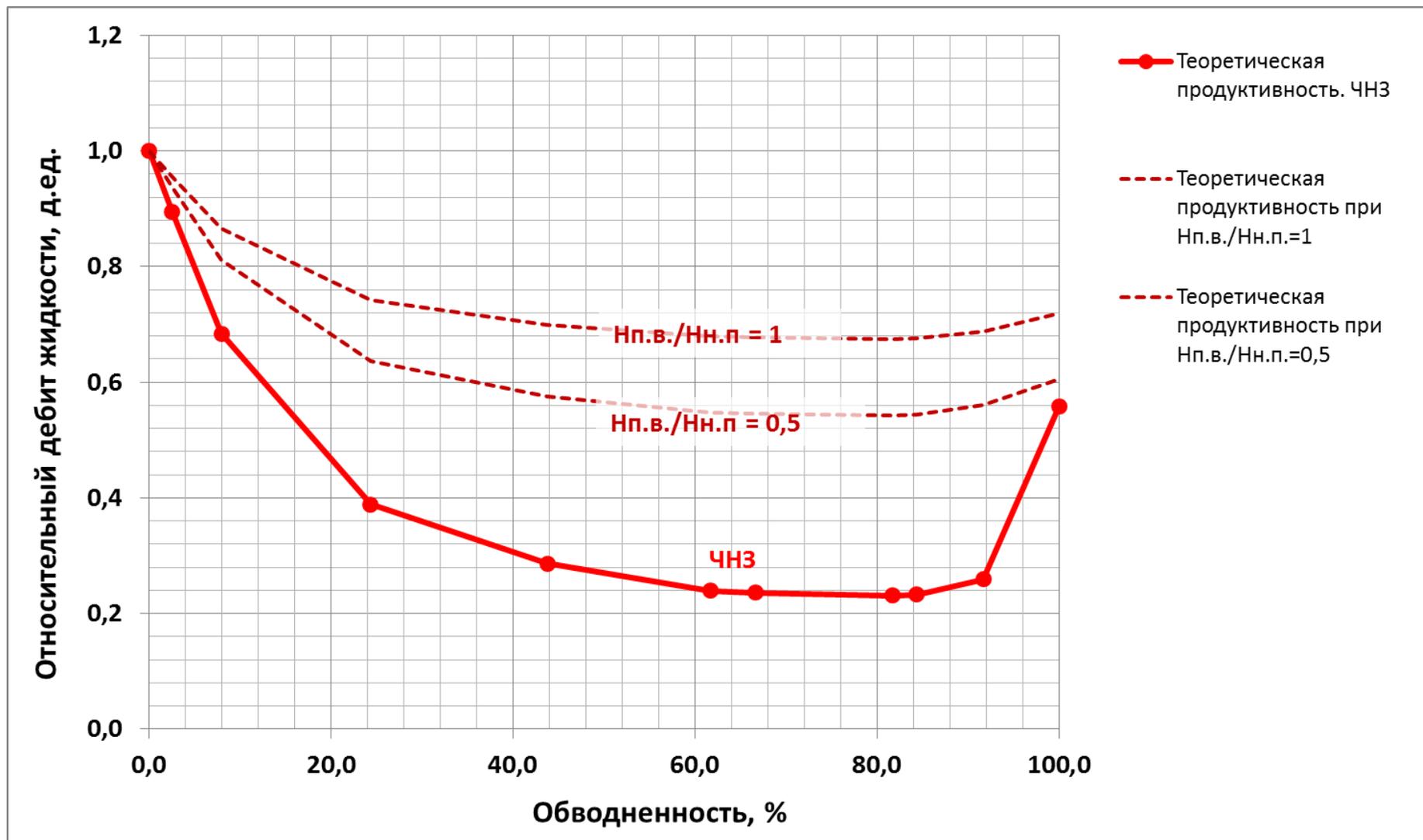
$$Н_{п.в.} / Н_{н.п.} = 0,5$$

$$f = \frac{\left( \frac{K_{В.Н.П.}}{\mu_{В}} + \frac{K_{В.П.В.}}{\mu_{В}} * 0,5 \right)}{\left( \frac{K_{В.Н.П.}}{\mu_{В}} + \frac{K_{В.П.В.}}{\mu_{В}} * 0,5 + \frac{K_{Н.Н.П.}}{\mu_{Н}} \right)}$$

$$Н_{п.в.} / Н_{н.п.} = 1$$

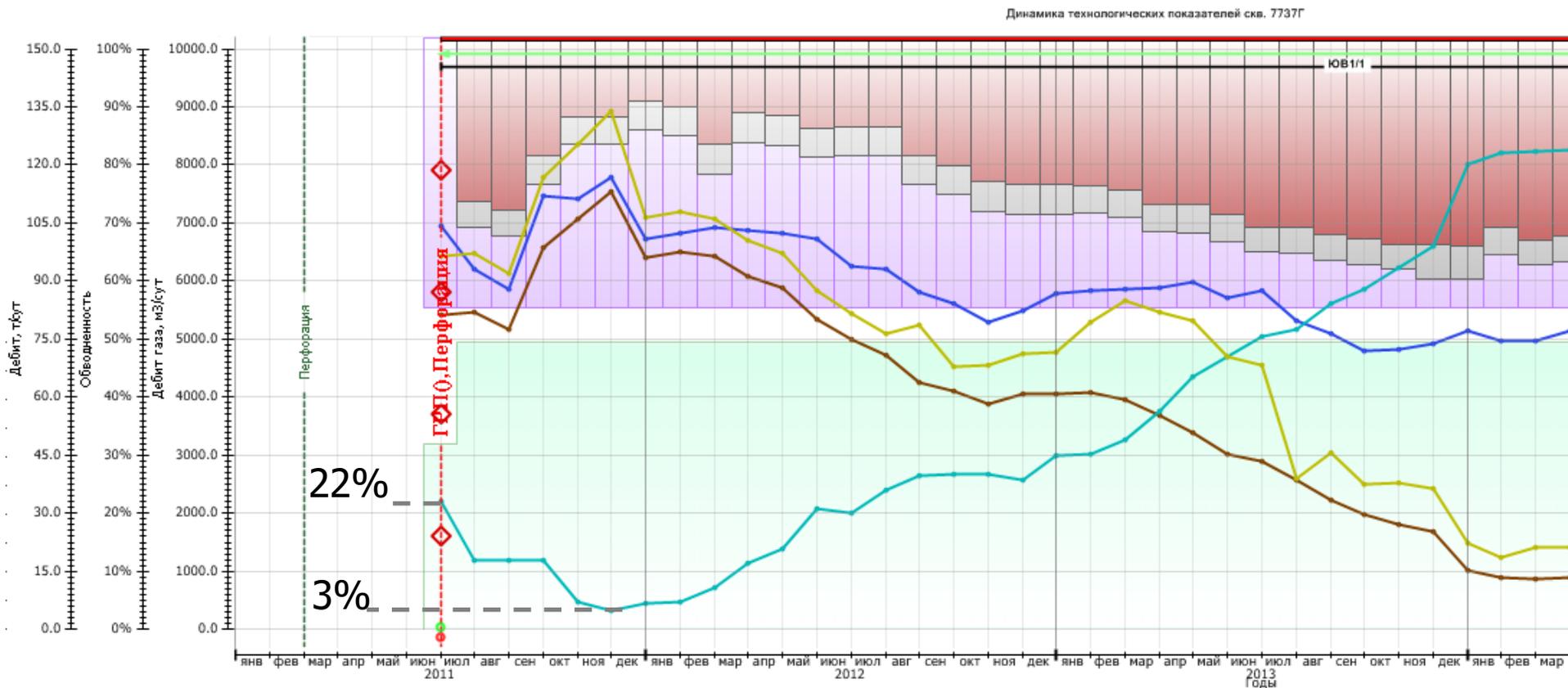
$$f = \frac{\left( \frac{K_{В.Н.П.}}{\mu_{В}} + \frac{K_{В.П.В.}}{\mu_{В}} \right)}{\left( \frac{K_{В.Н.П.}}{\mu_{В}} + \frac{K_{В.П.В.}}{\mu_{В}} + \frac{K_{Н.Н.П.}}{\mu_{Н}} \right)}$$

# Влияние подошвенной воды на относительный дебит жидкости



# Пример динамики по ГС с МГРП в ЧНЗ

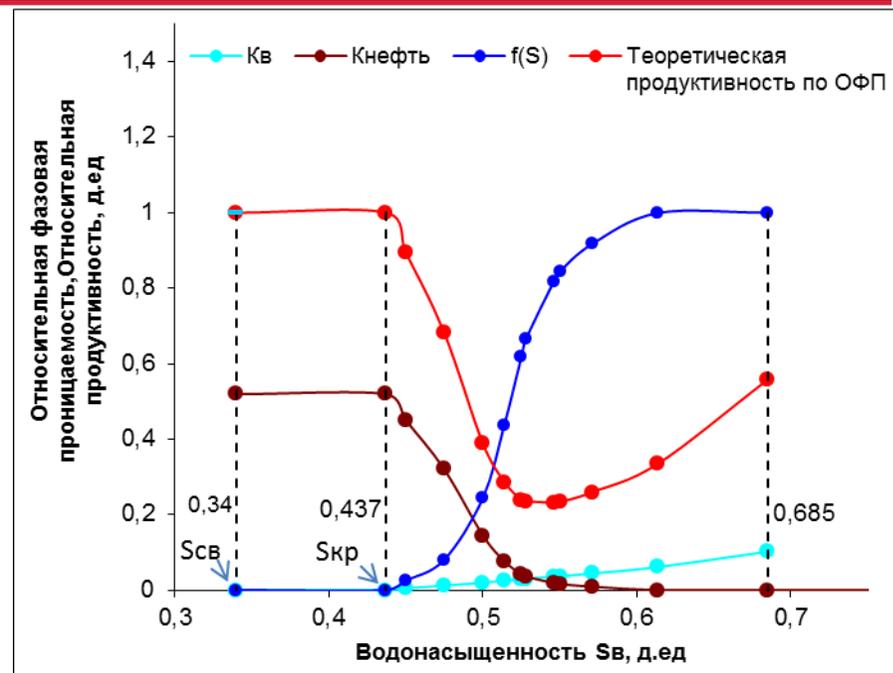
Скв.7737Г, Кн – 0.619



## Влияние ГРП и МГРП после бурения на характеристику вытеснения в ЧНЗ

**Скр** – значение водонасыщенности, после превышения которой начинается фильтрация воды в пласте (получена по специсследованиям керна)

**Scв** – значение остаточной водонасыщенности, полученное на центрифуге (минимально возможное низкое значение)

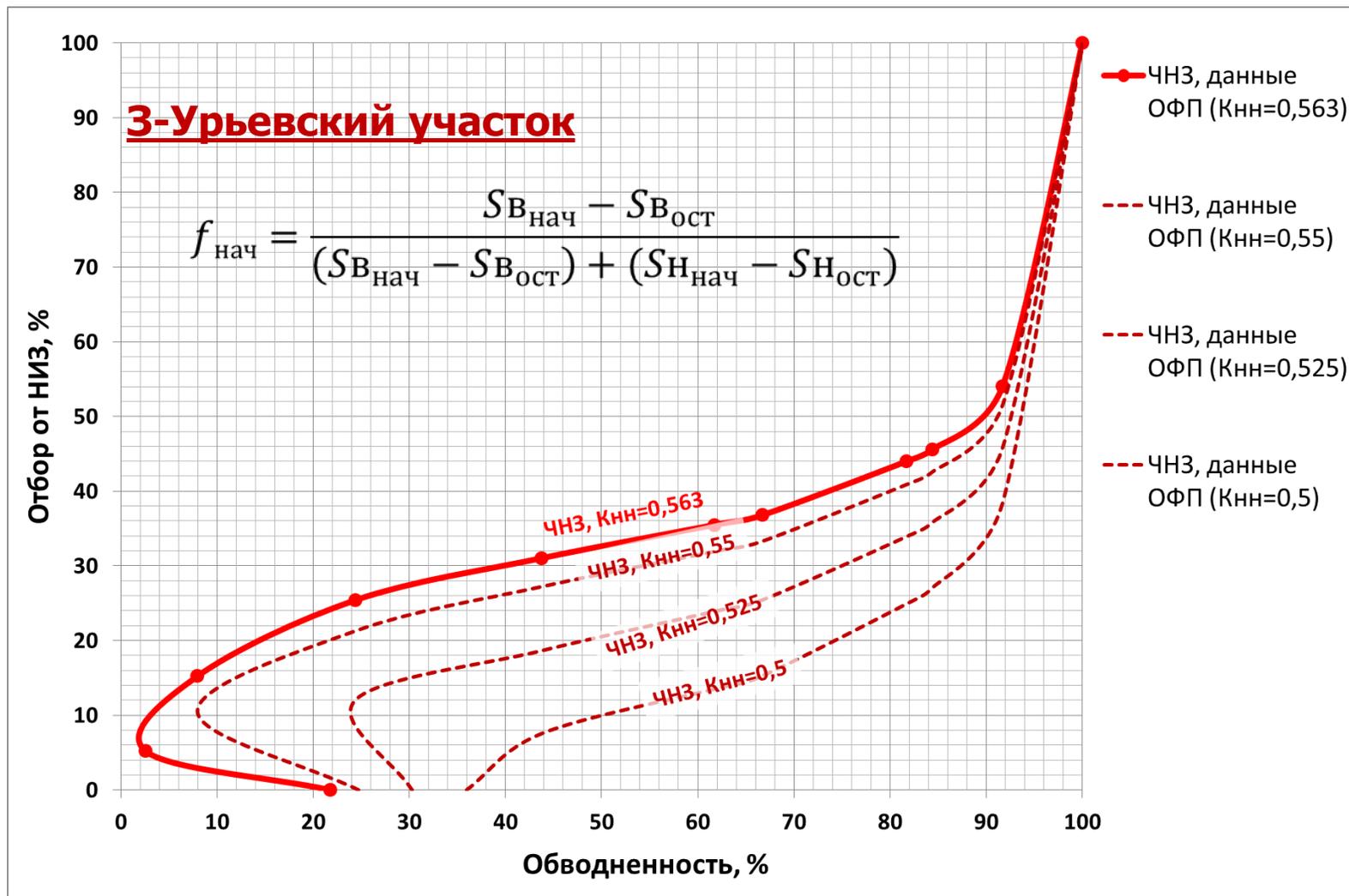


**Скр - Scв = доля связанной воды**, фильтрация которой возможна даже при предельной нефтенасыщенности коллектора в ЧНЗ, при определенных «экстремальных» условиях, при которых преодолеваются капиллярные силы удерживающие воду в порах. Например, при проведении большеобъемного ГРП и МГРП

**Доля потенциально подвижной дополнительной воды в пласте:**

$$\frac{(S_{кр} - S_{св})}{(S_{пред} - S_{св})}$$

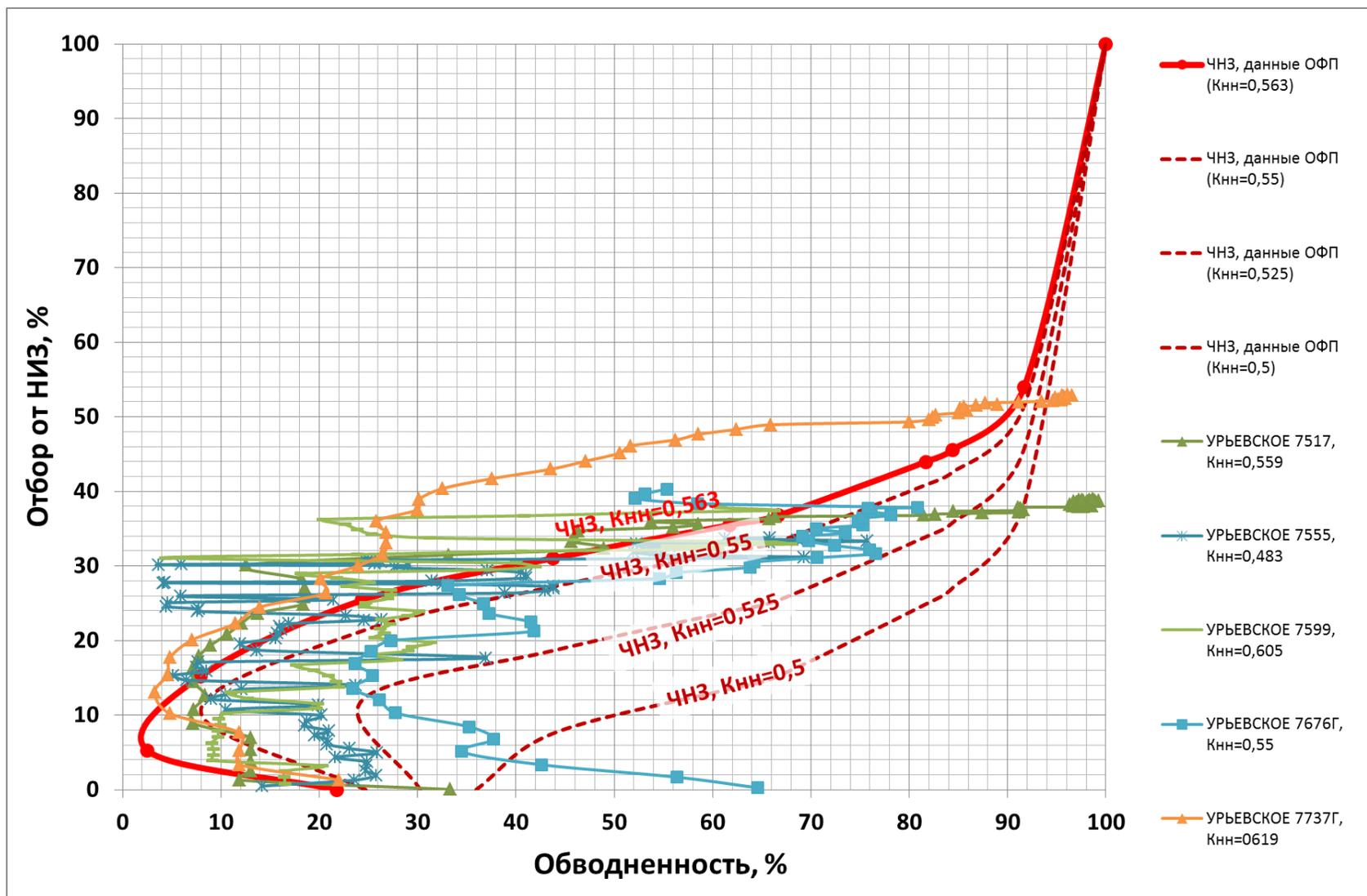
## Влияние ГРП и МГРП после бурения на характеристику вытеснения в ЧНЗ



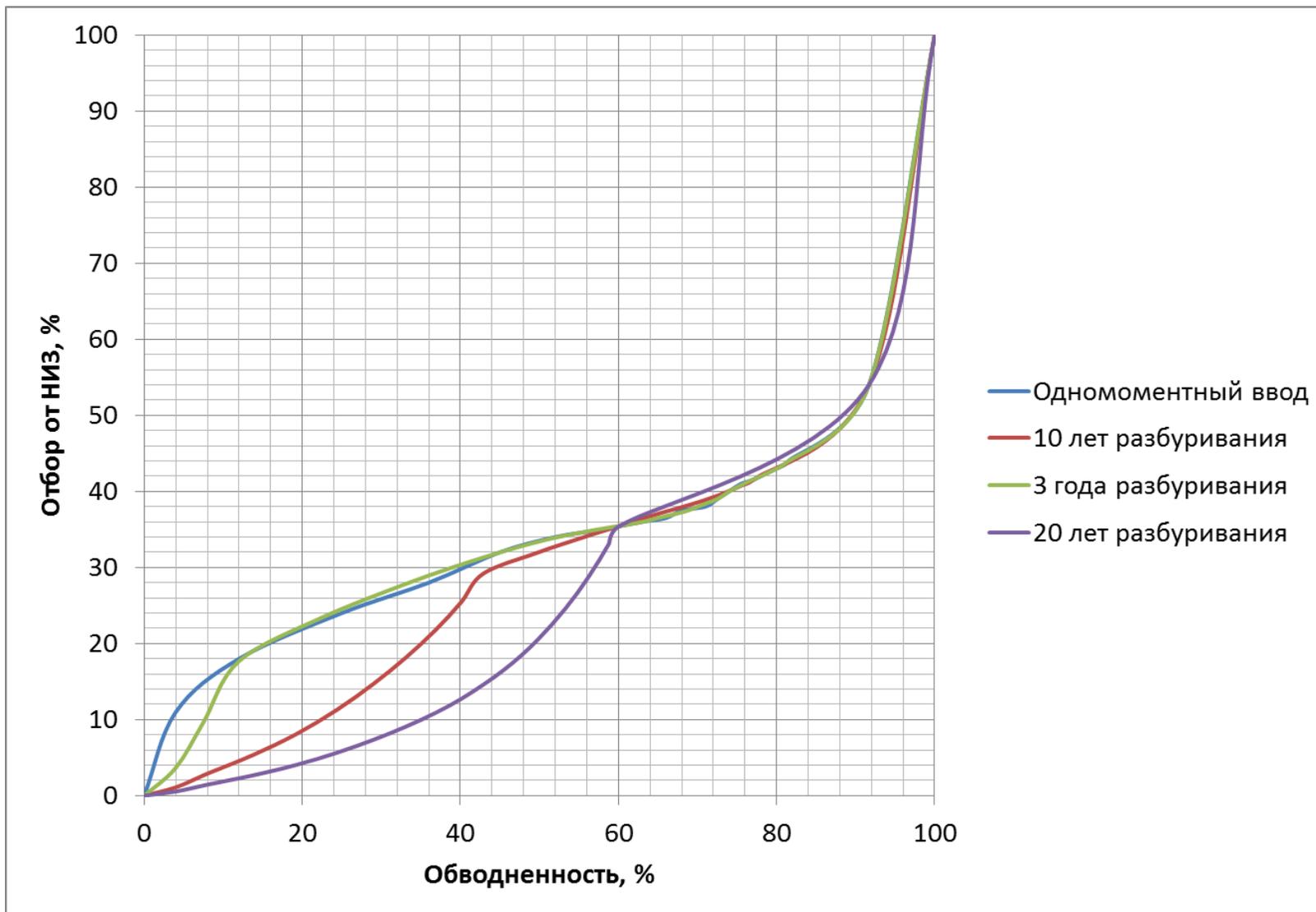
Чем меньше начальная нефтенасыщенность пласта,  
 тем меньше изгиб кривой в начальный период –

т.е. тем меньше ГРП сказывается на начальную обводненность (для ЧНЗ)

# Влияние ГРП и МГРП после бурения на характеристику вытеснения в ЧНЗ



# Влияние периода разбуривания залежи



## Выводы

---

- Таким образом, в работе приведено теоретическое объяснение фактически полученных видов кривых
- Обоснован подход, показывающий, что использование фазовых проницаемостей является гибким инструментом для проведения объективной оценки текущего состояния разработки и прогноза без применения гидродинамических моделей



**Всегда в движении!**