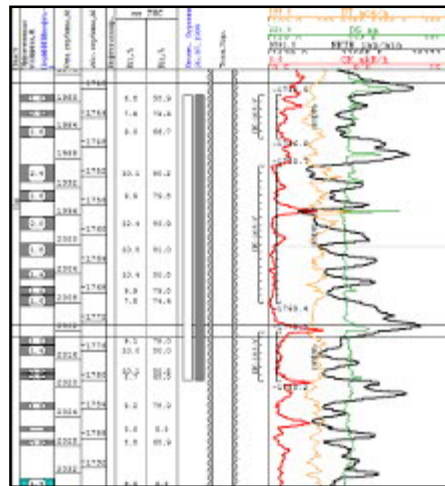
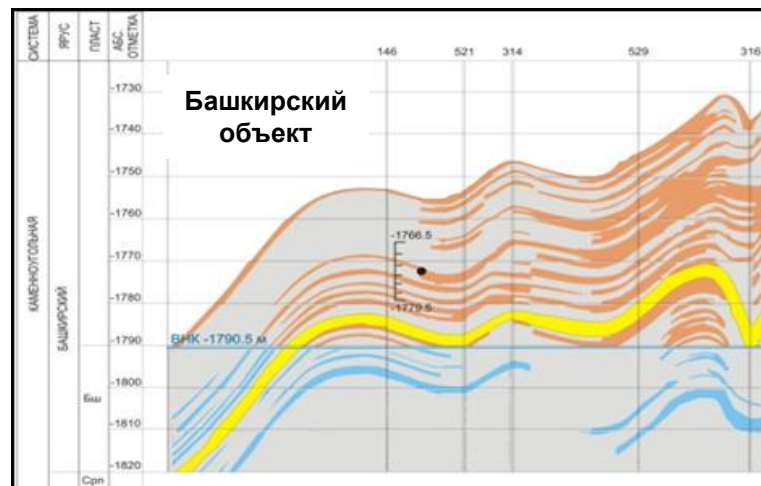


**Методика моделирования обработок призабойной зоны
пласта кислотными составами послойно-неоднородных
башкирских карбонатных отложений месторождений
Пермского края**



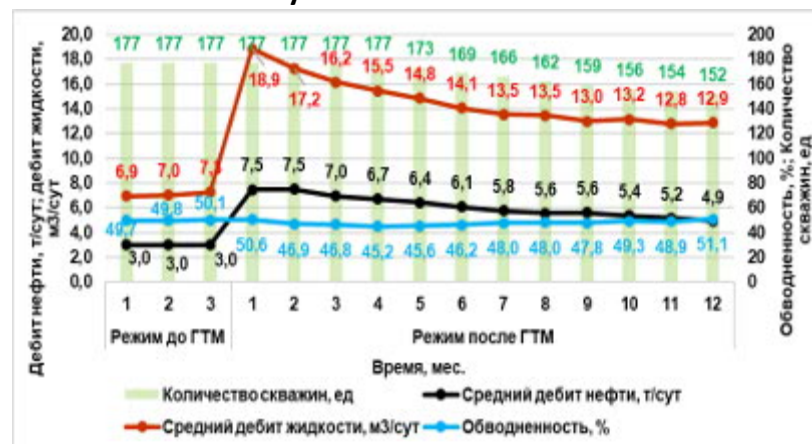
Параметр	Значение		
	от	до	Среднее значение
Проницаемость, мкм ²	0,002	0,403	0,082
Пористость, д.ед.	0,09	0,256	0,14

- Объем ОИЗ башкирских отложений месторождений Пермского края составляет более 126 млн. т при текущей выработке от НИЗ на уровне 43 %, при этом средний темп отбора от НИЗ не превышает 1,6 %
- Значительный контраст проницаемости пласта по разрезу определяет неравномерность выработки запасов и преждевременный рост обводненности
- В условиях объективного роста обводненности добываемой продукции, применяются технологии комплексных СКО с отклонителями

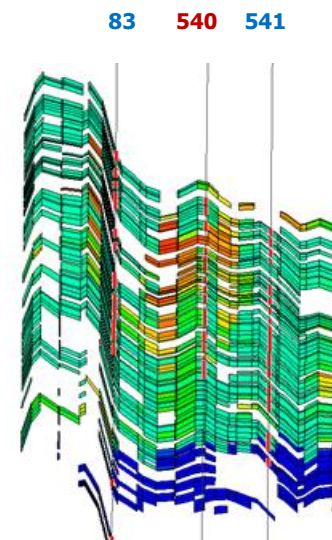
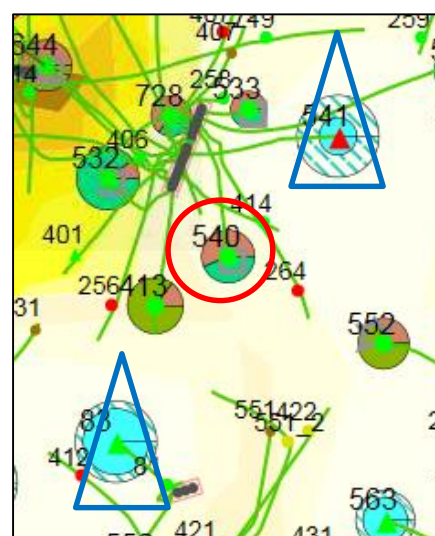
Динамика выполненных мероприятий обработки призабойной зоны кислотными системами



Эффективность КО с гидрофобной эмульсией в 2017-2020 гг.



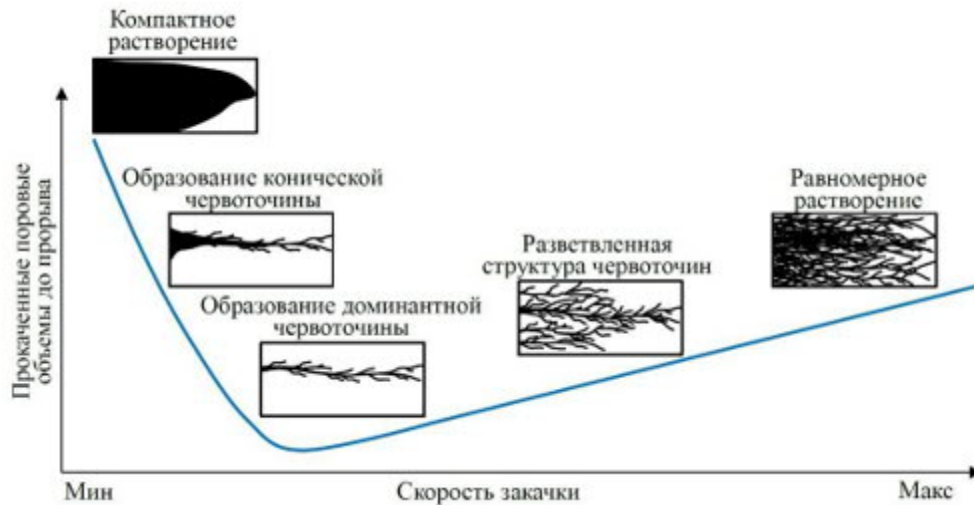
Пример работы скважины №540 с опережающим обводнением в условиях послойной неоднородности



- В условиях послойной неоднородности карбонатных отложений отмечается опережаемое обводнение добываемой продукции ряда скважин;
- Анализ проблемы показывает, что опережающее обводнение не может быть объяснено только контрастом проницаемости по разрезу.

Вывод:

1. Учет только «геологической» послойной неоднородности в ГДМ не обеспечивает необходимый уровень сходимости с фактическими данными.
2. Необходим учет дополнительных, в т.ч. техногенных факторов, определяющих возникновение условий опережающего обводнения скважины.



- Какие пропластки подвергаются компактному растворению?
- В каких пропластках формируются червоточины?
- Радиус проникновения червоточин в пласт?
- Радиус измененной зоны в режиме формирования червоточин?

Цель: На основе данных гидродинамических исследований скважин, объема кислотного состава при освоении скважины из бурения, ФЕС пласта в допустимом приближении установить распределение значений скин-фактора для каждого пропластка вскрытого разреза.

Сравнение существующих методов прогнозирования дебита нефти после СКО

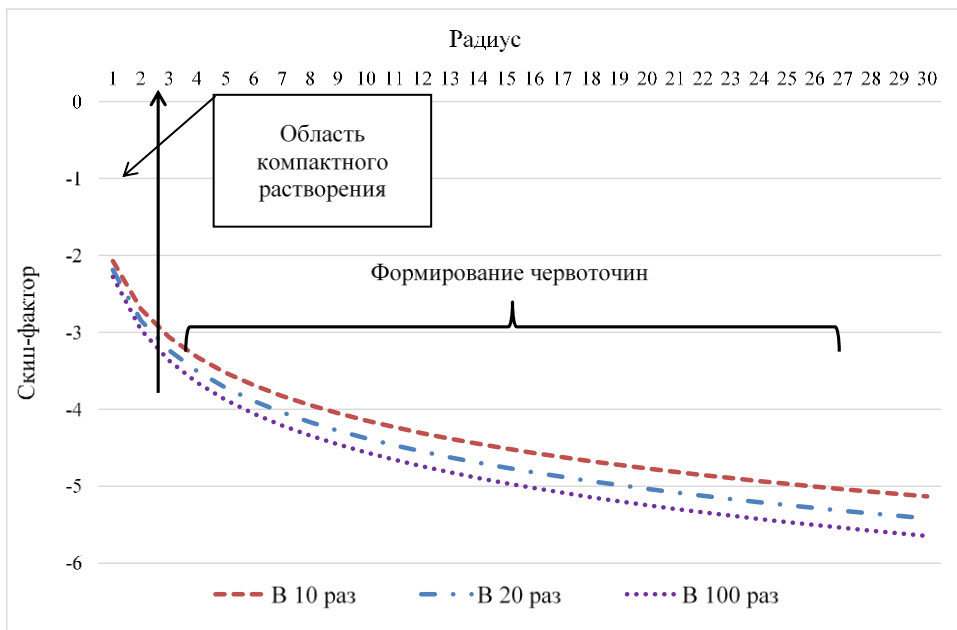
№ п/п	Характеристика/Метод	Гидродинамическая модель	Аналитический	Статистический
1	Учет распределения запасов и пластового давления в объеме залежи	Максимальное	Да	Нет
2	Учет геолого-физических свойств пласта	Да	Частично	Частично
3	Учет параметров технологии	Нет	Частично при наличии достаточного опыта	Частично при наличии достаточного опыта
4	Точность прогноза дебита нефти	Не достаточная	Удовлетворительная для стандартных работ, успешность по ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» 75–85 %	Хорошая при представительной выборке
5	Достоинства	Учет анизотропии объекта, распределения остаточных запасов и энергетики в объеме залежи	Оперативность расчетов	Расчеты основаны на фактическом опыте проведения мероприятий
6	Недостатки	Невозможность прямого описания параметров КО. Отсутствуют обоснованные решения по заданию скин-фактора по пропласткам	Низкая точность метода вследствие недостаточно полного учета различных факторов	Сложность расчетов, высокие требования к достаточности и качеству исходных данных

Использование гидродинамической модели для прогнозирования режима работы скважин после проведения ГТМ является предпочтительным, поскольку при этом учитывается в комплексе распределение ФЕС, остаточных запасов нефти, значений пластового давления и др. в объеме залежи.

Уравнение Хокинса

$$s_3 = \left(\frac{k_{nl}}{k_3} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_3}{r_c} \right)$$

Зависимость расчетного скин-фактора от радиуса измененной зоны при различной кратности изменения проницаемости



1. При компактном растворении радиус измененной зоны определяется пористостью и объемом закаченного кислотного состава при освоении.
2. Радиус воздействия, проникновения кислотных систем в режиме формирования червоточин в отличие от компактного растворения имеет принципиально большие значения.
3. В случае отсутствия червоточин (при расходах кислотных составов 1-3мЗ/м) скин-фактор не может быть менее «-3,5».
4. Значению скин-фактора «-5» соответствует радиус измененной зоны 15-25м (при прочих равных условиях).
5. Имея серию фактических замеров скин-фактора по ряду скважин с минимальными значениями, можно определить максимальный радиус фактического проникновения червоточины в пласт **Rmax**.
6. Первая кислотная обработка при освоении скважины из бурения имеет определяющее значение для обеспечения полного вовлечения в разработку всего вскрытого продуктивного разреза, поскольку именно при проведении данных работ формируются первые червоточины по пропласткам.
7. Формирование червоточин только по части разреза в дополнение к геологическим особенностям изучаемого объекта определяет локализацию запасов по разрезу.

Вывод: в условиях отсутствия технологии прямого моделирования процесса формирования червоточин в неоднородном пласте реализуемый подход оправдан для решения поставленной задачи.

Червоточины инициируются в порах, сечение которых больше определенного размера, в порах меньшего размера реализуется режим равномерного растворения J.T. Wells, P.V. Kelemen (1991-1995гг)

1. Зная **Rmax**, объем кислоты, методом простой итерации можно определить объем пустотного пространства сформированных червоточин как долю от пористости каждого пропластка.
2. С шагом 1 находим такое значение, чтобы оно удовлетворяло условию равенства значения скин-фактора в целом для скважины, определенного по данным фактических гидродинамических исследований после освоения скважины из бурения.

$$S_3 = \left(\frac{k_{пл}}{k_3} - 1 \right) (\ln r_3 - \ln r_c);$$

$$S_3 = \left(\frac{k_{пл}}{k_3} \ln r_3 - \ln r_3 - \frac{k_{пл}}{k_3} \ln r_c + \ln r_c \right);$$

$$0 = \frac{k_{пл}}{k_3} \ln r_3 - \ln r_3 - \frac{k_{пл}}{k_3} \ln r_c + \ln r_c - S_3;$$

$$\frac{k_{пл}}{k_3} \ln r_c - \ln r_c = \frac{k_{пл}}{k_3} \ln r_3 - \ln r_3 - S_3;$$

$$\ln r_3 = \frac{\frac{k_{пл}}{k_3} \ln r_c - \ln r_c - S_3}{\left(\frac{k_{пл}}{k_3} - 1 \right)}.$$

Должно соблюдаться следующее условие:

$$r_3 \in [1, \infty], S_3 = S;$$

$$\lim_{i \rightarrow \infty} (r_{3i}) = r_{3i}^*, r_{3i} \in [1, \infty], S_3 = S,$$

Методический подход определения дифференцированных значений скин-фактора по пропласткам карбонатного разреза

1. Исходные данные:

- проницаемость по ГИС и мощность пропластков;
- зависимость проницаемости от пористости;
- результаты гидродинамических исследований (скин-фактор в целом для скважины, проницаемость по ГДИ);
- объем закаченной кислоты.

2. Для расчета скин-фактора принято уравнение Хокинса



3. Принятые допущения:

- Проницаемость измененной зоны от воздействия кислоты больше 500 мД, дальнейшее увеличение данного показателя не принципиально влияет на абсолютное значение скин-фактора пропластка;
- радиус проникновения червоточин в пласт принципиально больше, чем проникновение кислоты при компактном растворении;
- червоточины инициируются только в порах, сечение которых больше определенного размера, в порах меньшего размера реализуется режим равномерного растворения [2,3].

4. Задача определения скин-фактора по каждому пропластку отдельно решается при определении:

- граничного значения пористости формирования червоточин/компактного растворения;
- объема пустотного пространства червоточин как доли от пористости пропластка;
- максимально возможный радиус проникновения червоточины по наиболее проницаемому пропластку.

5. Первый итерационный расчет: задавшись максимальным радиусом формирования червоточин*

определяем

«пористость червоточин», как долю от пористости пропластка

*- из анализа ГДИ после бурения

6. Второй итерационный расчет:

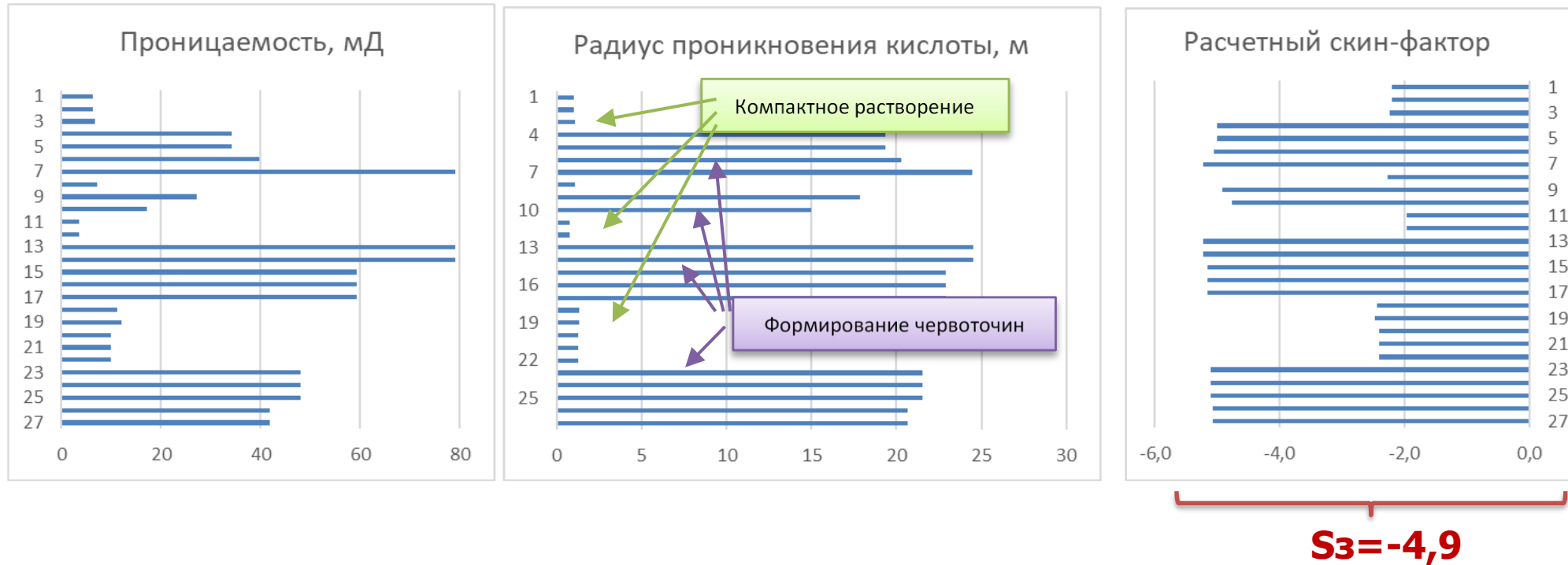
имея данные скин-фактора в целом по скважине

определяем

граничное значение пористости формирования червоточин/компактного растворения

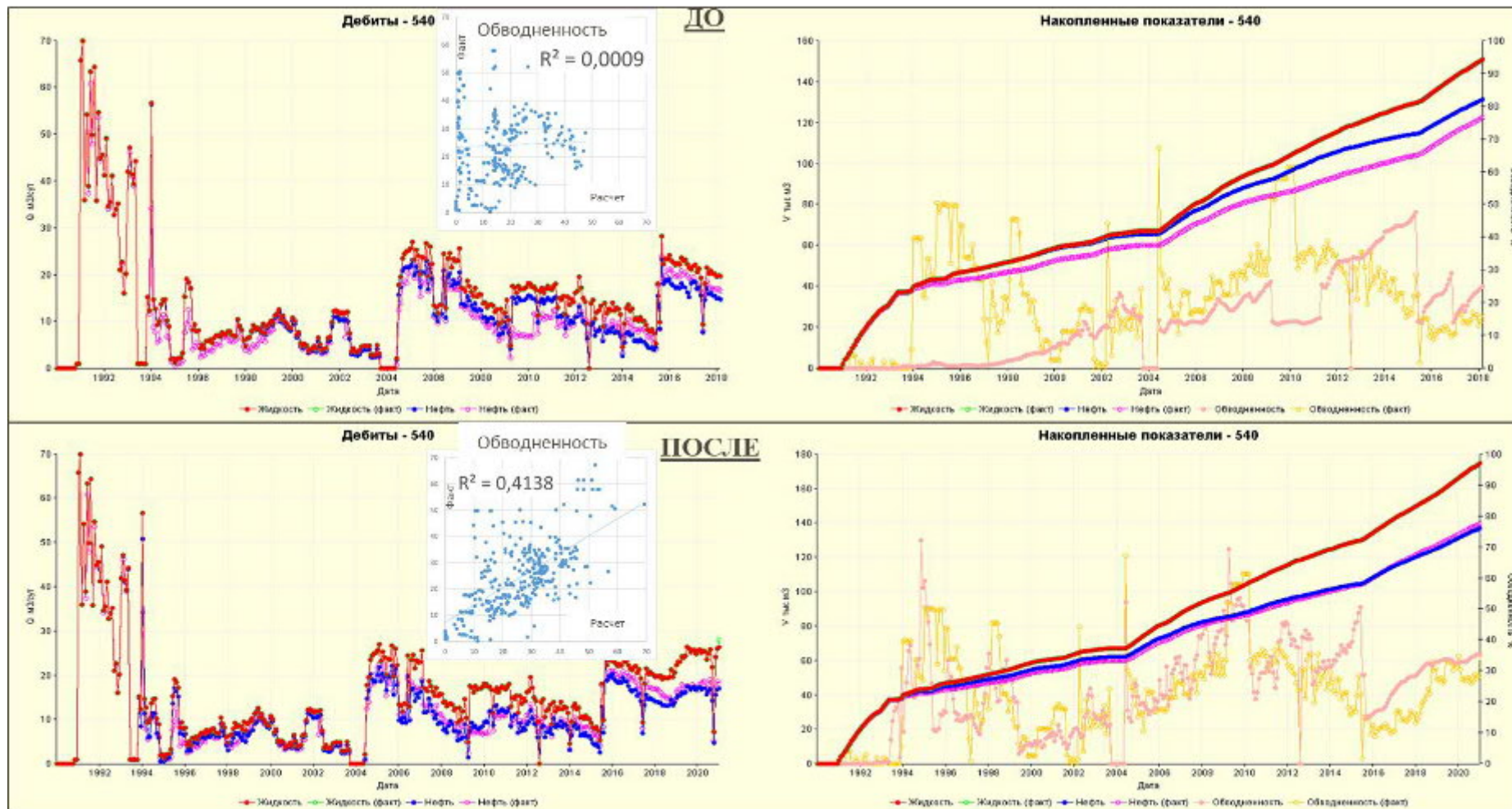
Вывод: по результатам расчетов получаем дифференцированные значения скин-фактора по пропласткам, которые использованы при настройке ГГДМ на историю работы скважин.

Пример расчета радиуса измененной зоны и расчетные значения скин-фактора по пропласткам



- Принятые при построении математической модели допущения обеспечивают приемлемую точность при определении распределения значений скин-фактора индивидуально для каждого пропластка.
- Представленный методический подход расчета скин-фактора по пропласткам реализован в Excel модели.

Результаты настройки истории ГДМ на примере скважины №540



По результатам учета предложенной методики по добывающей и нагнетательным скважинам получено существенное улучшение настройки ГДМ на историю

1. Исходные данные:

- проницаемость по ГИС и мощность пропластков;
- зависимость проницаемости от пористости;
- результаты гидродинамических исследований (скин-фактор в целом для скважины, проницаемость по ГДИ);
- объем закаченной кислоты при первой СКО;
- расчетный объем червоточин (из прежнего расчета);
- актуализированная модель по предложенной методике.

2. Расчет изменения пористости при компактном растворении (прежняя СКО):

$$K_{п.н} = \frac{M_{рп}}{M_{п}} + K_{п}, \text{ где}$$

$M_{рп}$ – масса растворенной породы, кг

$M_{п}$ – масса породы по радиусу проникновения кислоты при компактном растворении, кг

$K_{п}$ – пористость начальная, %

$K_{п.н}$ – пористость после растворения породы, кг

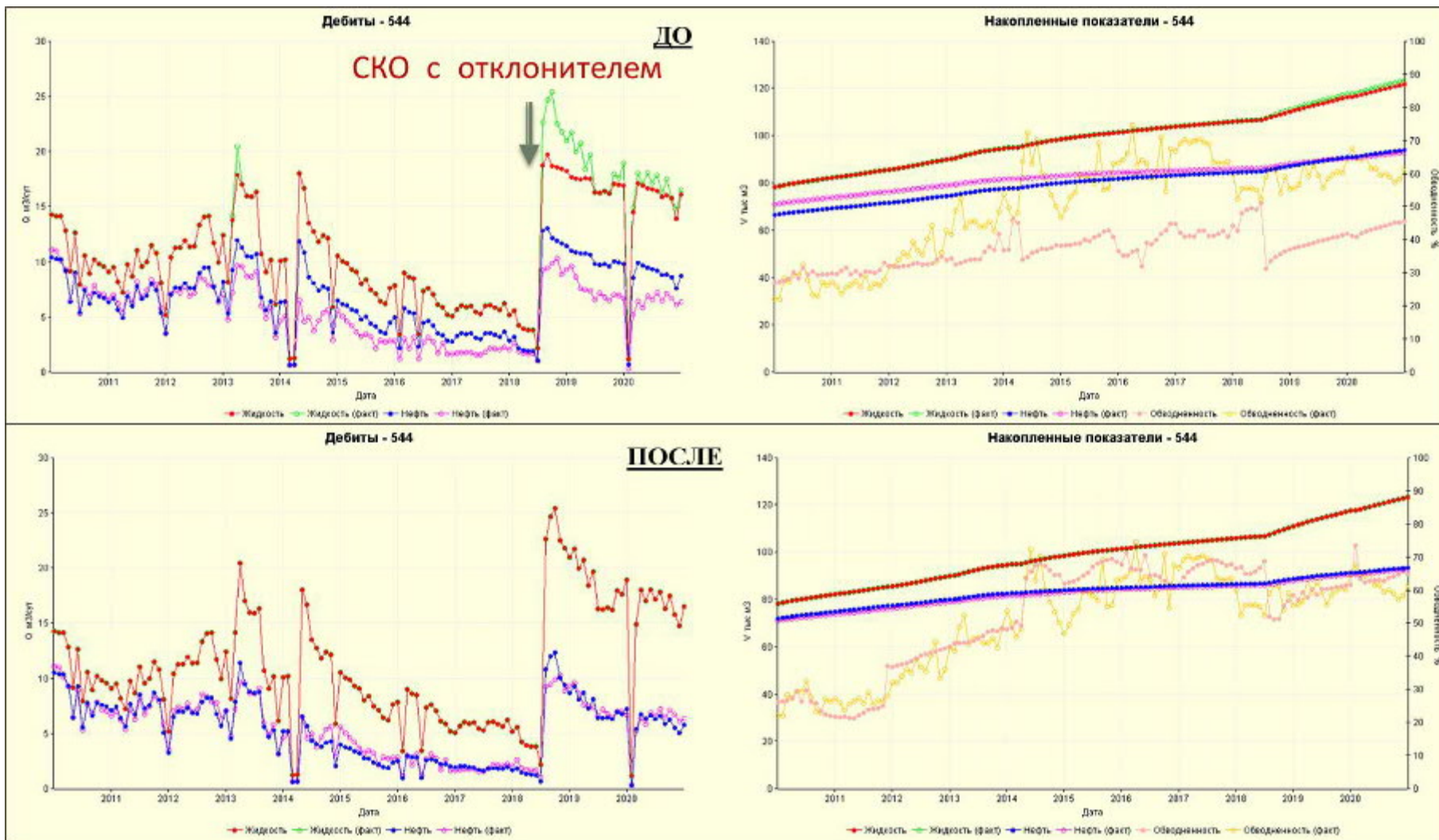
3. Принятые допущения:

- отклонитель преимущественно размещается в сформированных ранее червоточинах от предыдущей СКО,
- проницаемость пропластков, скин-фактор, по которым ранее рассчитано формирование червоточин, оставляем не изменёнными*. Данная часть разреза из дальнейшего расчета исключается.

4. Проведение расчетов по ранее предложенному алгоритму расчета скин-фактора для каждого пропластка. Граничное значение пористости формирования червоточин используется с прежнего расчета.

Вывод: по результатам расчетов получаем дифференцированные значения скин-фактора по пропласткам, подвергшимся воздействию отклонителя и кислотного состава.

Пример результатов моделирования СКО с отклонителями



1. Предлагаемый методический подход позволяет решать задачи моделирования и прогнозирования эффективности мероприятий соляно-кислотного воздействия на призабойную зону скважин, включая комплексные СКО с отклонителями в необходимом допущении и приближении с использованием имеющихся геолого-гидродинамических моделей залежей карбонатных отложений.
2. Основой для комплекса расчетов являются распространенный комплекс информации, включающий данные ГИС, ГДИ, параметров технологии проведения работ.
3. Методический подход требует соответствующей настройки ГГДМ с начала эксплуатации скважин.
4. Эффективность решения задачи моделирования СКО на основании предложенного методического подхода может быть повышена при решении получением исследователями полноценной технологии моделирования процесса формирования червоточин в пласте.



Всегда в движении!

Основные этапы:

1. Расчет дифференцированных значений скин-фактора по пропласткам карбонатного разреза

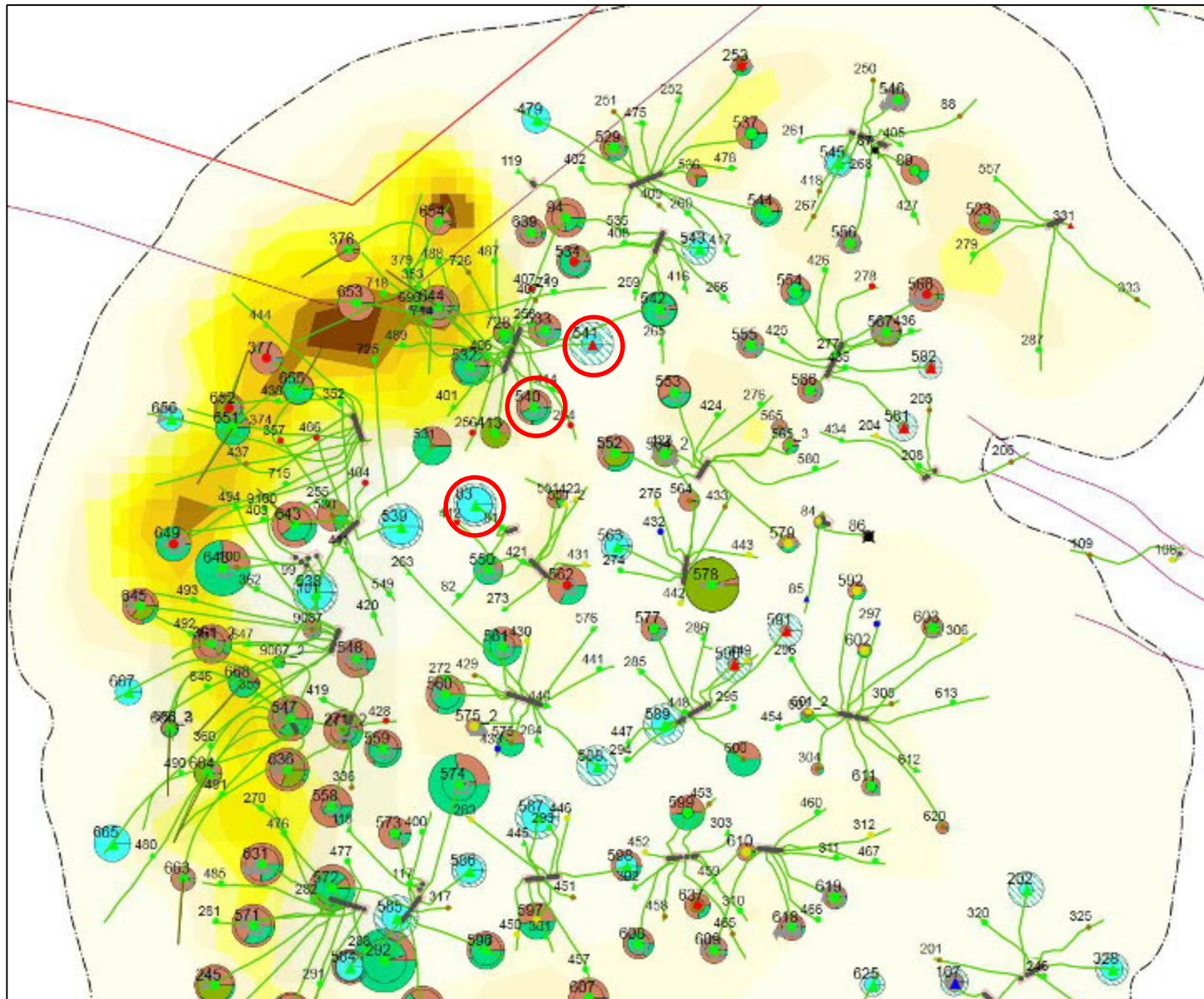


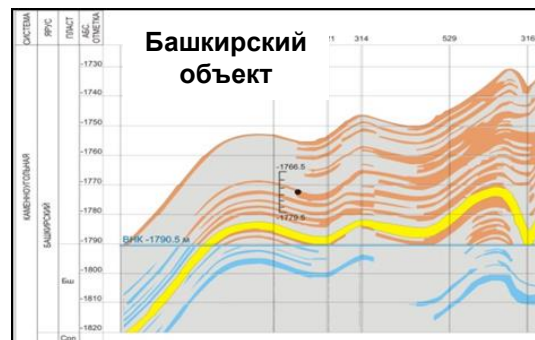
2. Настройка гидродинамической модели на историю



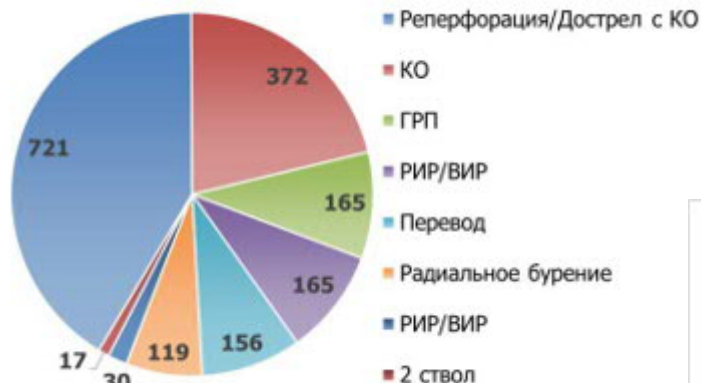
3. Расчёт дебита скважины по нефти после комплексной обработки

Уньвинское месторождение. Уньвинское поднятие. Объект Бш-Срп. Выкопировка из карты накопленных отборов

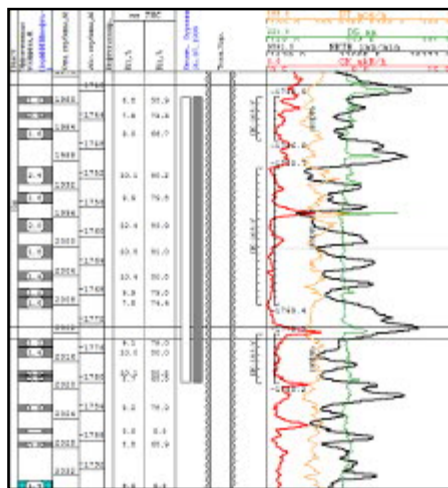
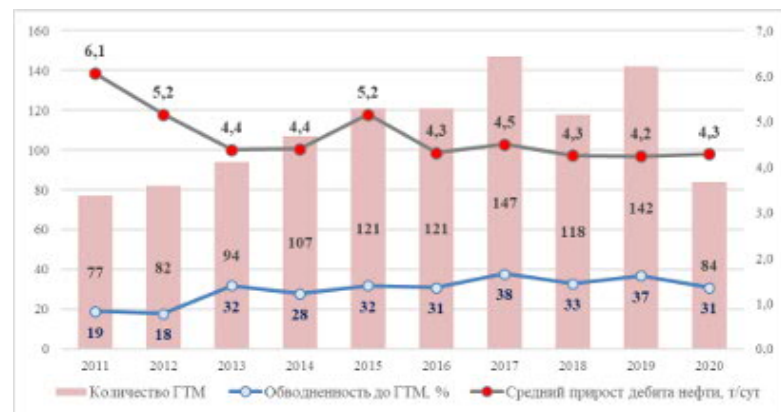




Распределение ГТМ по технологиям на Бш отложениях месторождений Пермского края



Динамика выполненных мероприятий обработки призабойной зоны кислотными системами

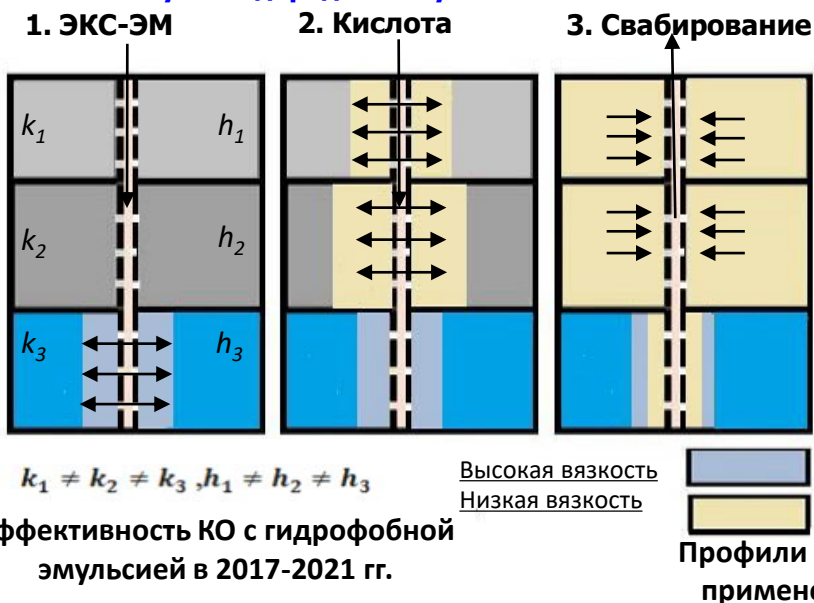


Свойство	Значение		
	от	до	Среднее значение
Проницаемость, мкм ²	0,002	0,403	0,082
Пористость, д.ед.	0,09	0,256	0,14

- Значительный контраст проницаемости пласта по разрезу определяет неравномерность выработки запасов и преждевременный рост обводненности
- Возможность применения стандартных ГТМ в условиях объективного роста обводненности добываемой продукции сокращается, необходимы технологии, позволяющие работать в условиях роста обводненности

Опыт проведения кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2017-2020 гг.

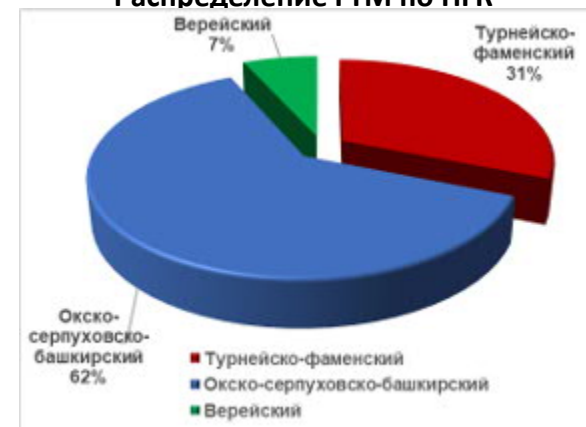
Механизм действия отклонителя на основе инвертной углеводородной эмульсии ЭКС-ЭМ



За 2017-2020 год выполнено 177 ГТМ

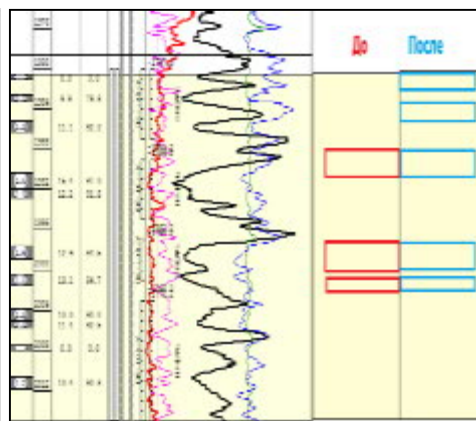
- Средняя начальная эффективность – 4,6 т/сут;
- Успешность 89 % ГТМ 158 скважин достигли планового прироста дебита нефти;
- Дополнительная добыча составила 287,7 тыс.т (по состоянию на 01.01.2021);
- На 62 скважинах (35,0 %) ГТМ ранее не проводились по причине высокой обводненности.

Распределение ГТМ по НГК



Средние параметры работы скважин, ГФХ и расход реагента

Ср.дебит жидкости до/после ГТМ, м3/сут	7,3/18,9
Ср.дебит нефти до/после ГТМ, т/сут	3,0/7,5
Обводненность до/после ГТМ, %	50,1/50,6
Ср.расчлененность, ед	8,0
Ср. эф.н.н толщина, м	10,6
Ср. удельный расход КС, м3/м	4,3
Ср. удельный расход ЭКС-ЭМ, м3/м	1,4



Проведение кислотных обработок с применением отклонителя ЭКС-ЭМ позволяет расширить область применения технологии по обводненности от 30,0 до 80,0 %.

Динамика основных показателей по скв.№№ 540, 83 и 541

