

Программа выдающиеся лекторы общества инженеров-нефтяников (SPE)



Программа выдающиеся лекторы общества инженеров-нефтяников (SPE) спонсируется главным образом через грант Фонда SPE и Offshore Europe

Общество выражает благодарность компаниям, поддерживающим настоящую программу и направляющим своих сотрудников для участия в ней в качестве лекторов.

Отдельная благодарность Американскому институту горной, металлургической и нефтяной промышленности (AIME) за вклад в программу.

Общество инженеров-нефтяников
Программа выдающиеся лекторы
www.spe.org/dl

Проницаемость, откалиброванная по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ):

Прорыв в классификации карбонатных пород

Майкл Салливан

Корпорация Шеврон



Общество инженеров-нефтяников
Программа выдающиеся лекторы
www.spe.org/dl

Введение

- Моделирование флюидного потока в карбонатных породах является сложной задачей
 - Особенно в зонах «избыточной проницаемости» (пустоты и трещины)
- Улучшение путем использованию значения **Аномальной Проницаемости**, полученного из каротажных замеров дебитометрии (ПГИ) – “**АПРОН**”
- Распределение замеренной по скважине гидропроводности (Kh) по ярусам продуктивного коллектора
- Обязательное соответствие с потоком флюида улучшает точность данных
- Улучшенный контроль многоярусного коллектора позволяет повысить нефтеотдачу

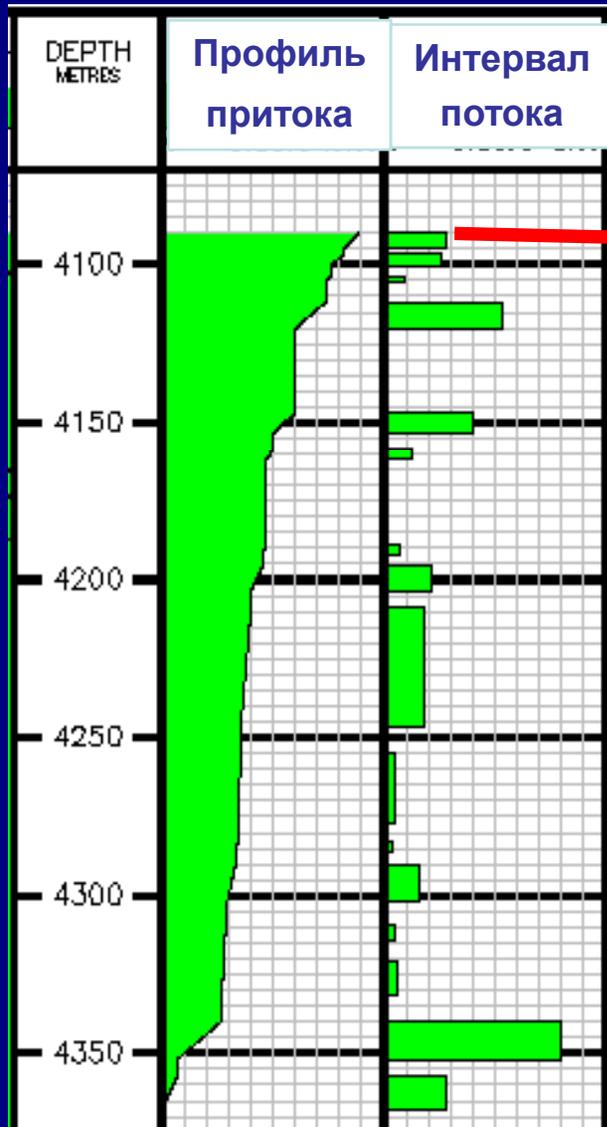
Содержание

- Где можно применять этот метод
- Каким образом это работает
- Условные допущения и потенциальные неопределенности
- Использование импульсно-нейтронного кислотного воздействия для выявления повреждения и низкой проницаемости
- Примеры
- Подтверждение усовершенствования процесса при помощи гидропрослушивания
- Извлеченные уроки, передовые методы, сложности

Где может быть использован метод АПРОН?

- Применим к любому многоярусному коллектору, но наиболее необходим для карбонатных пород
- Самый лучший отбор данных базового профиля притока при испытании новой скважины
 - Идеально при наличии пока еще однофазного потока
 - Многофазный поток усложняет анализ, однако метод все равно может дать более реалистичную проницаемости
- Каротажные замеры можно провести по профилю нагнетания на скважинах в зрелых коллекторах с механическим режимом добычи

Методика расчета



Доля притока ярусов по результатам дебитометри

Свойства флюида

Давление

Скин-факто

r Радиусы

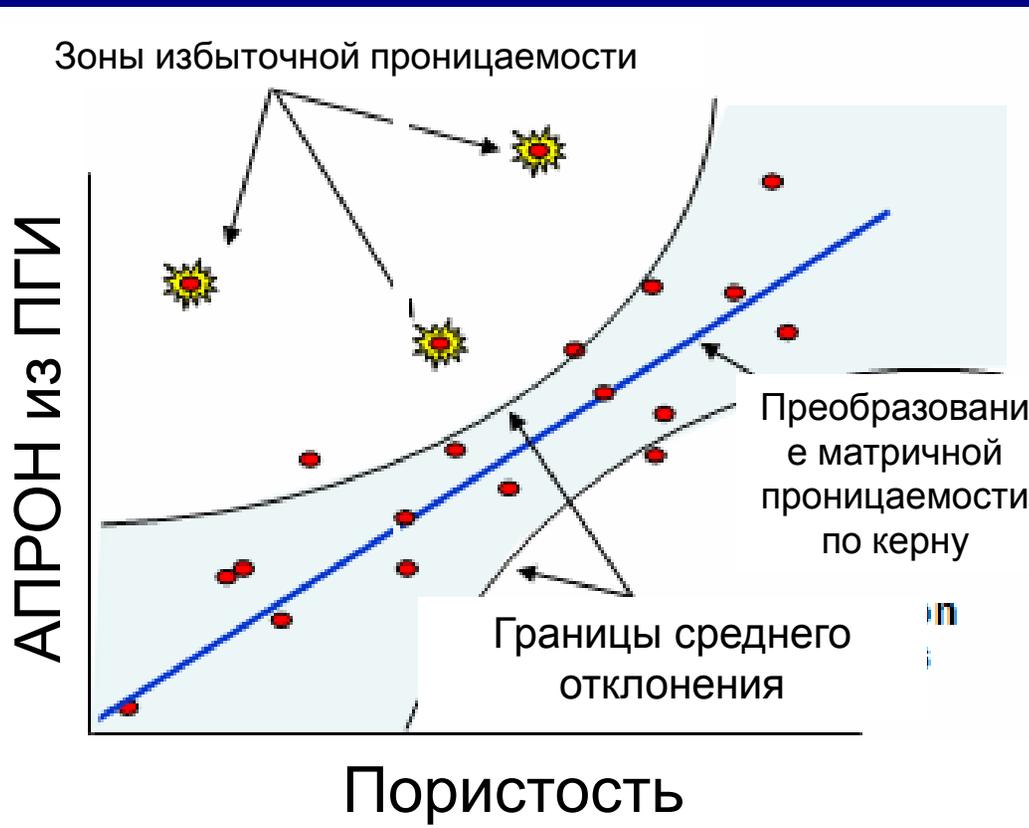
Закон Дарси

Проницаемость по данным ПГИ

- Нормализовать к значению КН (гидропроводность) скважинного замера
- Использовать для поправки преобразования проницаемости
 - Почему? Чтобы сохранить разрешение проницаемости в вертикальном масштабе каротажной диаграммы

Избыточная проницаемость (Ипрон)

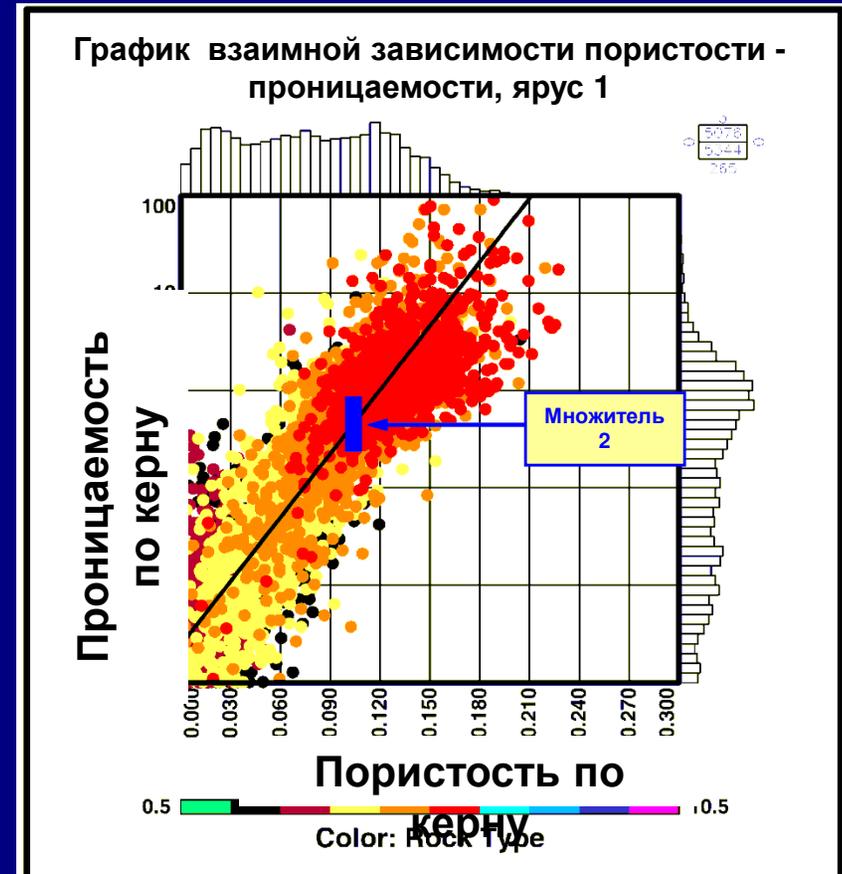
- Выходит за пределы диапазона проницаемости матричной породы



- Ввиду наличия трещин, пустот
- Преобразование матричной проницаемости не даст точного прогноза
- Наиболее важным является правильное определение параметров
- Метод дает количественное значение для зон избыточной проницаемости

Влияние потенциальных неопределенностей

- Погрешности ниже множителя 2 не существенны
- Незначительная неопределенность относительно свойств флюидов
- Давления: в пределах 10%, если использовали метод ХИП - небольшое влияние
- Радиус зоны дренирования/ствола скважины: незначительное влияние
- Дебит: в пределах 10%, незначительное влияние
- **Скин: самое существенное допущение**



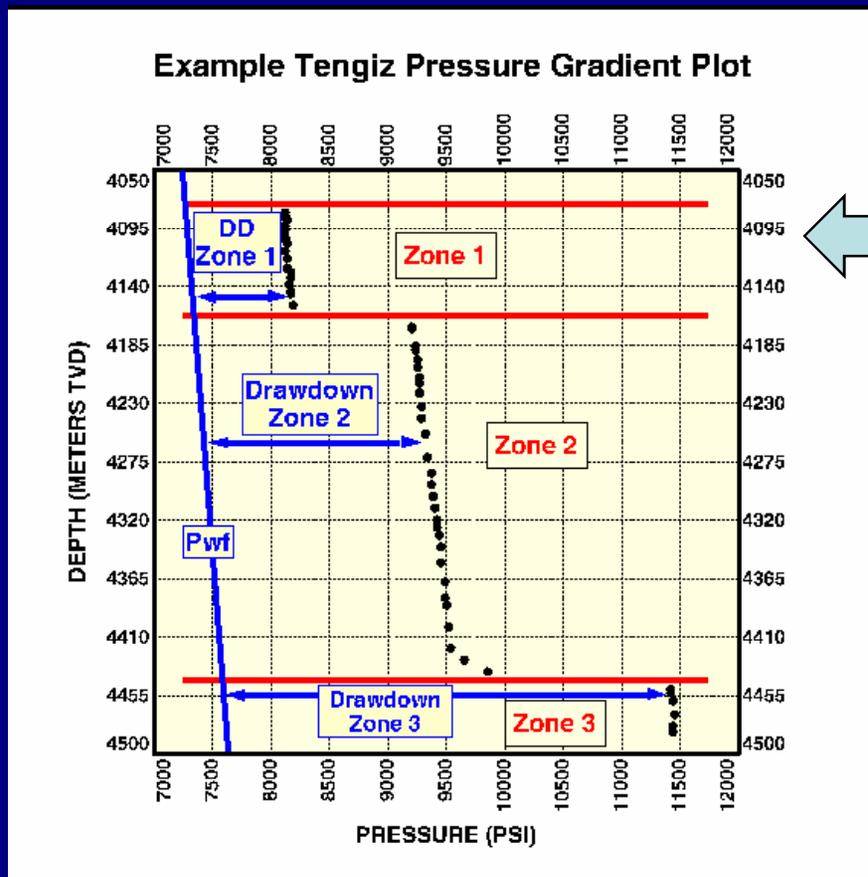
Вариация множителя 2 в проницаемости в зоне помех

Давления

- **Динамическое давление, замеренное во время дебитометрии**
 - не критично, если не удастся добиться стабильности
- **Давление ярусов коллектора: просто, когда есть единый градиент давления коллектора**
- **Дифференциальное истощение:**
 - Разное давление в разных ярусов/пластов
 - Замер давления яруса при помощи дебитометрии на разных дебитах и метода характеристики избирательного притока (ХИП)

Дифференциальное истощение

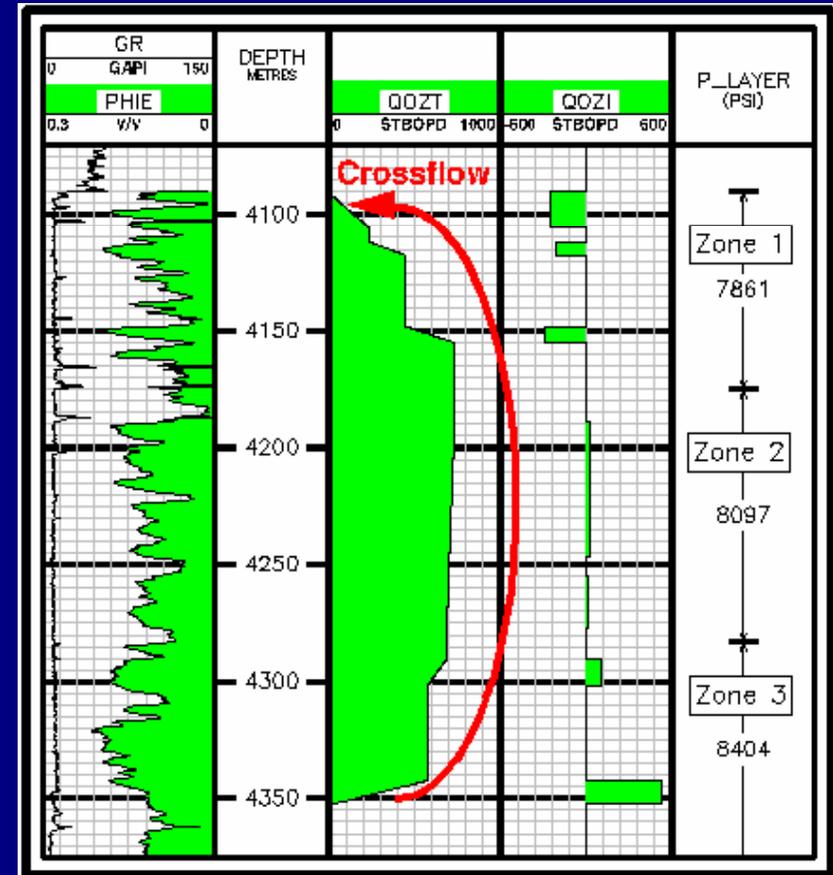
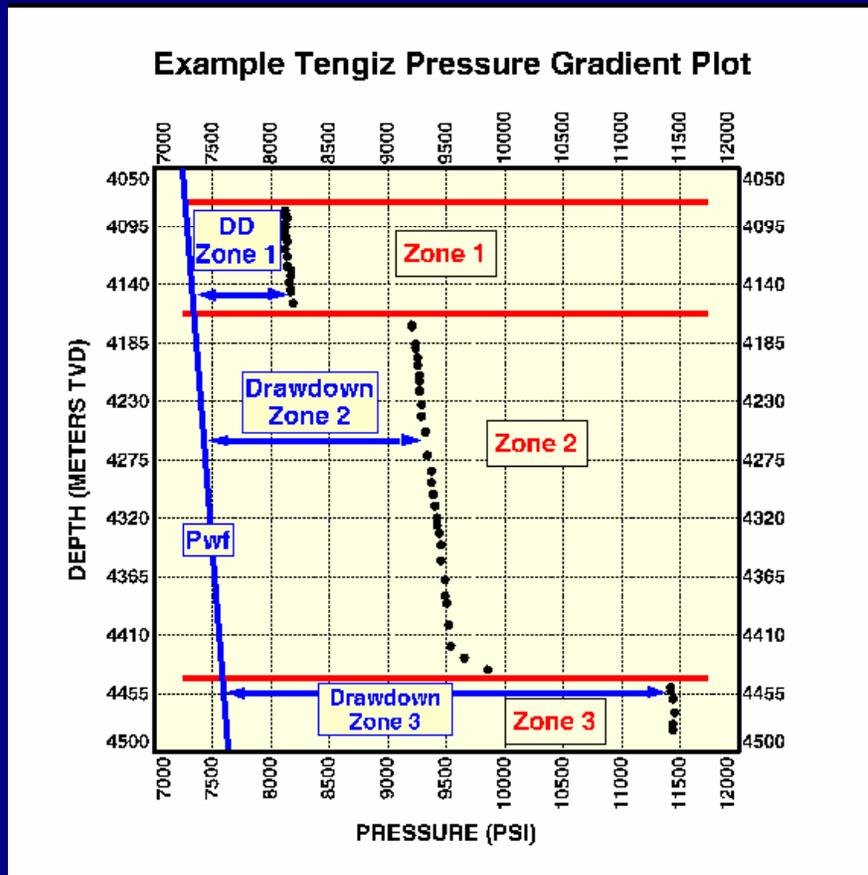
- Некоторые зоны дренируются более интенсивнее ввиду более высокой проницаемости или более усиленной добычи



Зона истощения

Дифференциальное истощение

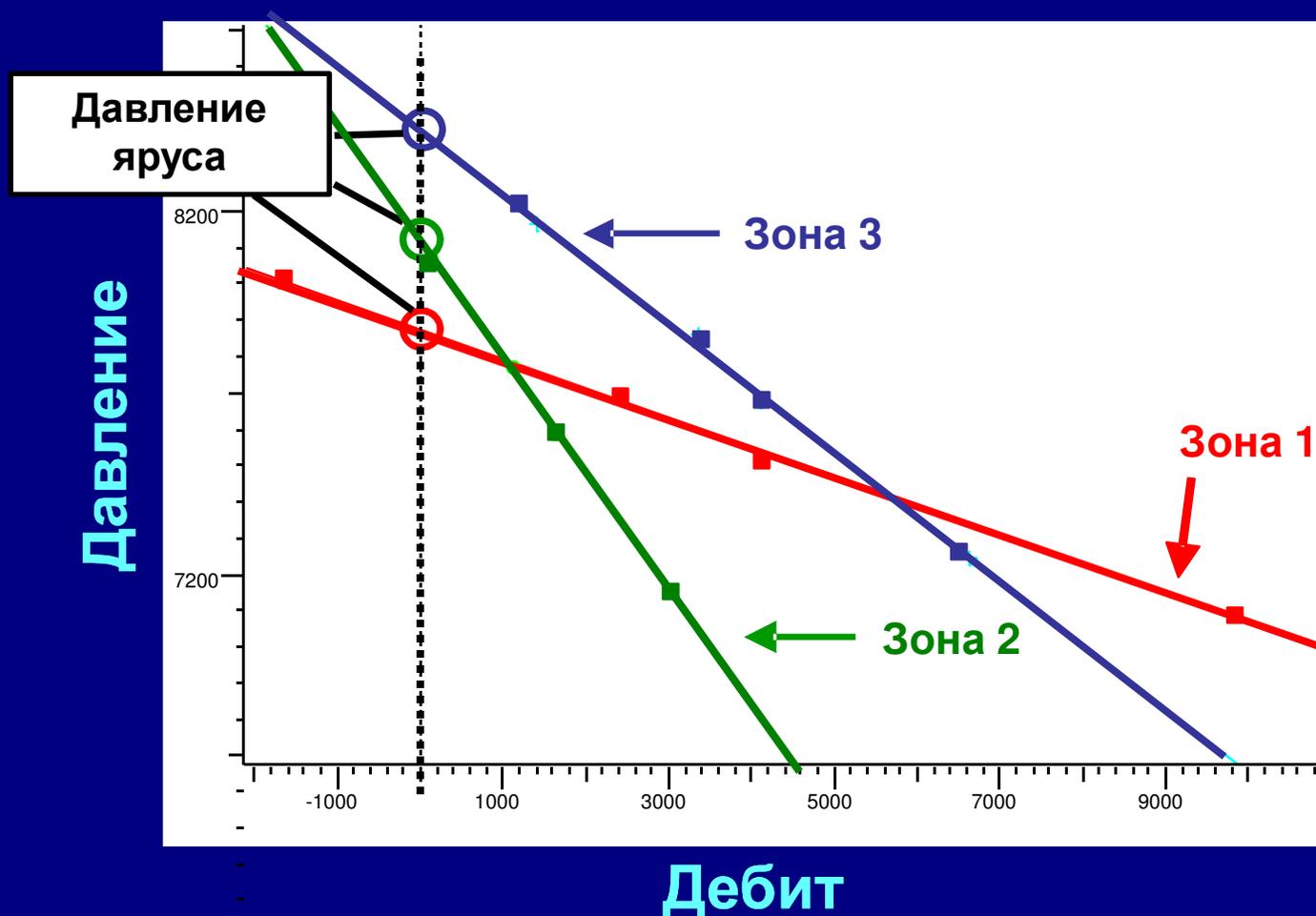
- Некоторые зоны дренируются более интенсивнее ввиду более высокой проницаемости или более усиленной добычи
- Разницы давлений = существенный переток во время останова скважины
- Если не учитывать, то приведет к значительной погрешности расчетной проницаемости.



Метод ХИП

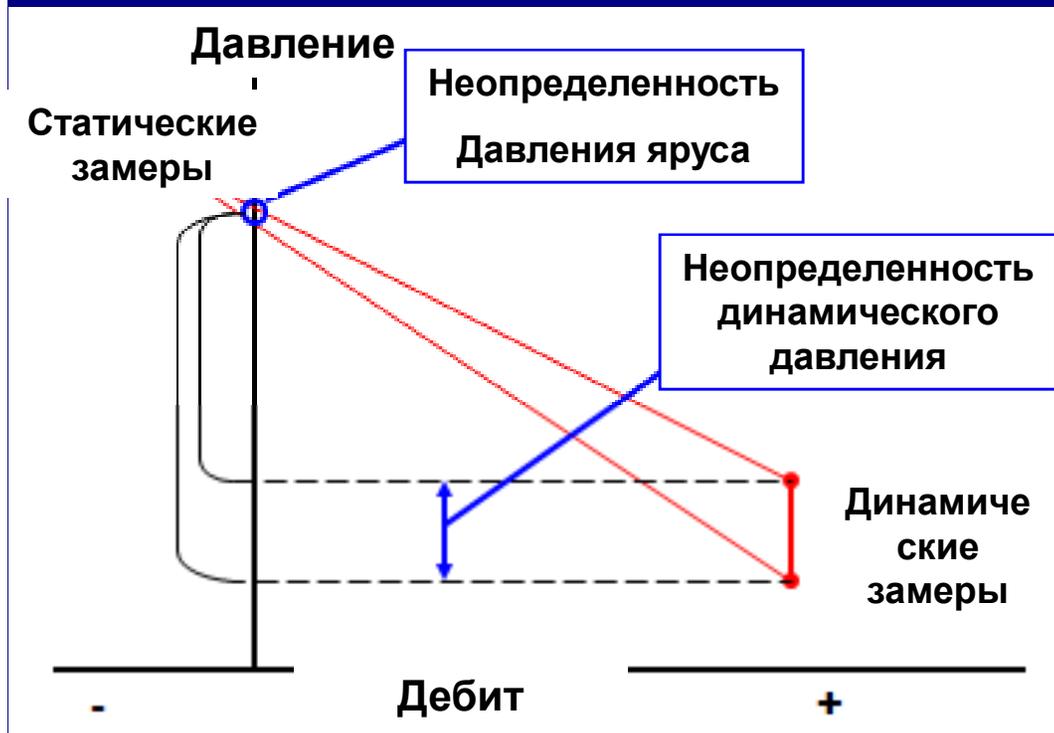
- Обычно для замера статических давлений разных ярусов/слоев
- Больше вообще нет необходимости держать слой/ярус в статическом режиме
- Экстраполировать к значению статического давления яруса при помощи Зависимости Динамики Притока (ЗДП)
- Выше давления насыщения, ЗДП представляет собой прямую линию
 - Для построения графика достаточно наличие двух точек
- Если приток ниже точки насыщения, ЗДП имеет изгибом; необходим замер на 3-4 дебитах

Диаграмма ХИП зональных дебитов и давлений



Пары дебит/давление из многодебитного замера ПГИ изображены графически для каждой зоны. Давления, где дебит = 0, является давлением этого яруса

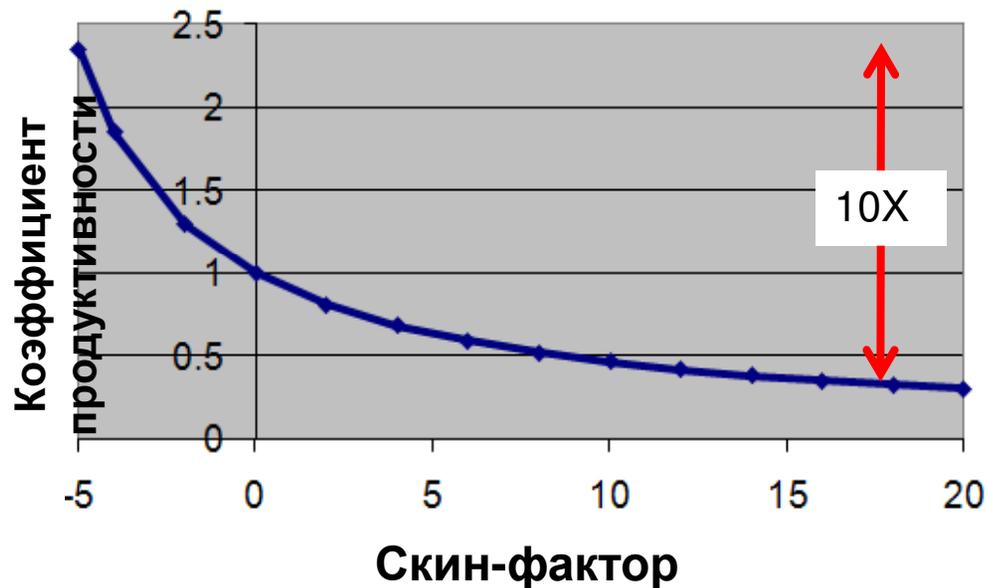
Неопределенность давления яруса



- Длительное время останова перед ПГИ сокращает неопределенность, т.к. первичные статические замеры выполняются на стабильном давлении
- Невозможность достигнуть стабильное динамическое давление в скважинах с низкой проницаемостью обладает меньшим воздействием

Скин-фактор

Зависимость коэффициента продуктивности (КП) от скин-фактора



- Допущения по скин-фактору является наиболее важным
- Обычный диапазон = 10х разница в дебите притока, отсюда в расчетной проницаемости
- Если приток >> прогнозного, проницаемость должна быть >> прогнозного значения
 - Невозможно подвергнуть чрезмерной интенсификации притока

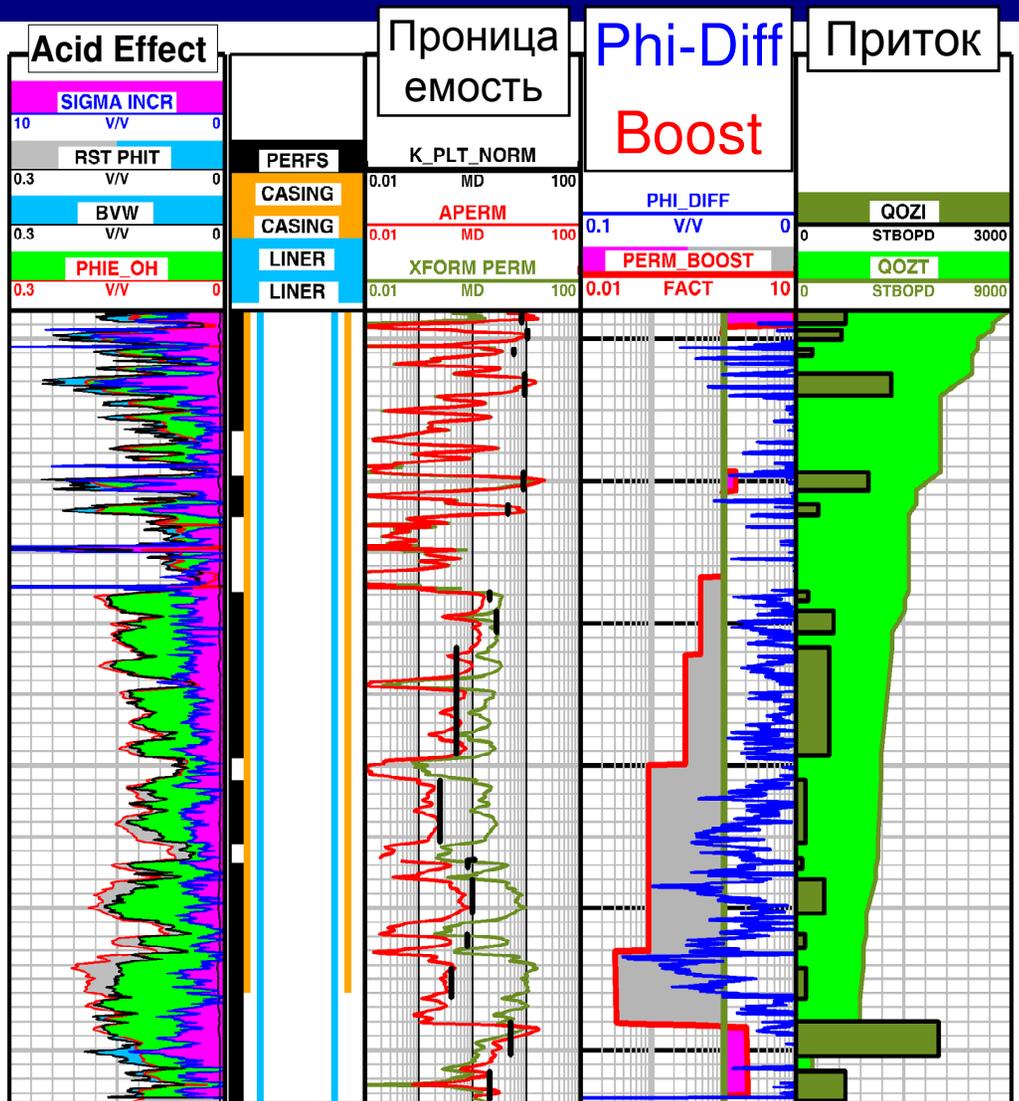
Допущения по скин-фактору

- **Первый замер: Использовать скин фактор (S') из ВД данных**
 - Приемлемо, если выполнена тщательная интенсификация притока во всех зонах
- **Высокая неопределенность, когда:**
 - В скважине не проводилась интенсификация притока
 - В процессе бурения использовали большое количество материала для борьбы с потерей циркуляции
 - Интенсификация притока без упругого развертываемого кислотного реагента
 - Зона эфф.проницаемости поглощает всю кислоту, оставляя оставшуюся часть продуктивной зоны необработанной

Влияние кислоты на импульсный нейтронный каротаж (ИНК)

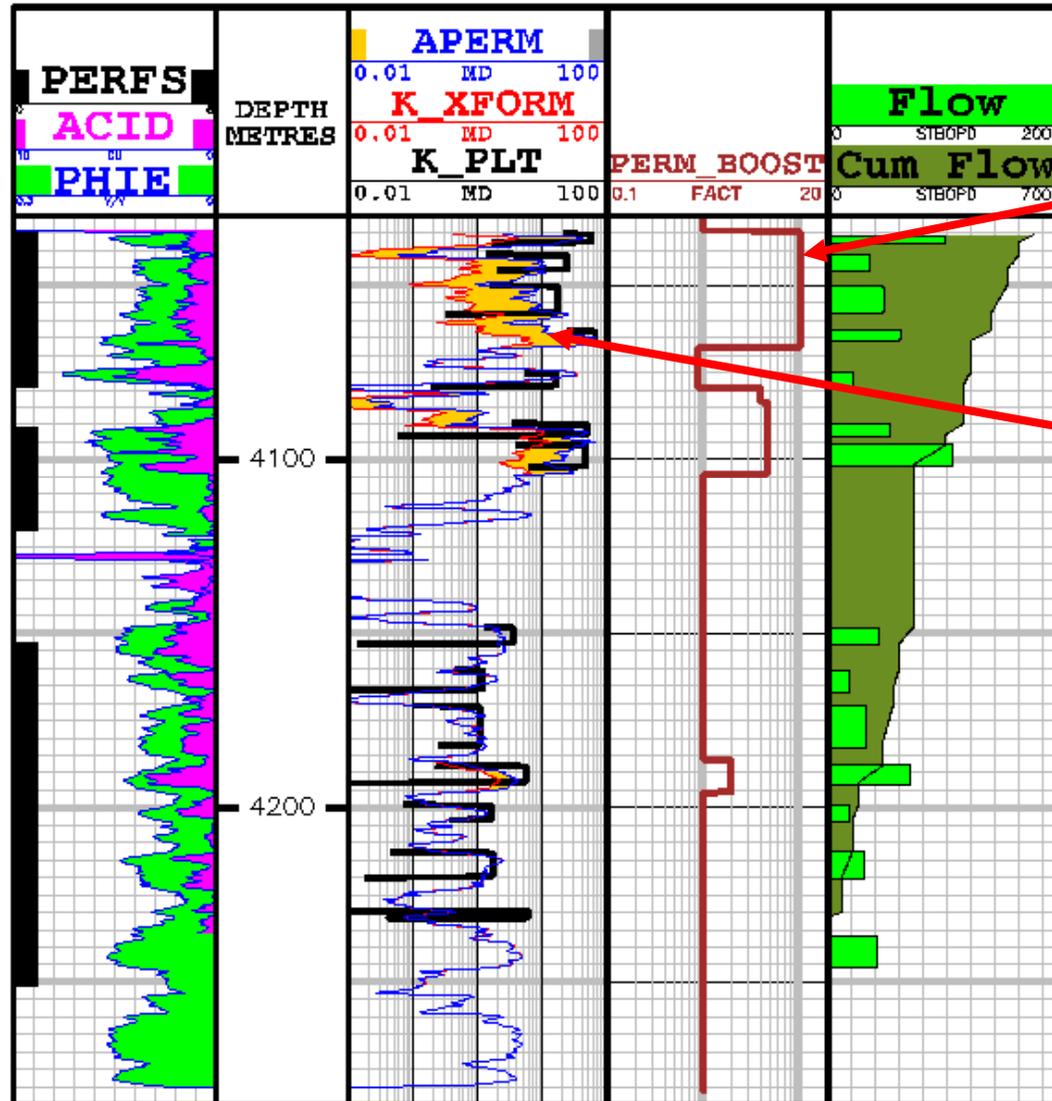
- Развертка кислоты является ключевой неопределенностью во многих скважин
- Оценить кислотную развертку при помощи проведения ИНК каротажей
- Хлорины из закаченной кислоты поглощаются связанной водой, тем самым повышая значение сигмы (Σ)
 - Если S_w остаточная водонасыщенность, воздействие является постоянным
- Сравнить Σ после интенсификации с синтетическим значением Σ до интенсификации
 - Разница (кислотный эффект) выделена **пурпурным цветом** на последующих графиках
- Если есть кислотный эффект и нет механизмов потенциального повреждения после интенсификации, мы допускаем что $S' = -4$ (или значение ВД S')

Пример сниженной проницаемости



- Приток из нижней половины зоны меньше чем прогнозировалось
 - Повреждение? Низкая проницаемость?
- Кислотный эффект – ключевая информация
- Пористость по ИНК ниже чем пористость по старому нейтронному каротажу необсаженного ствола
- Заключение:
Проницаемость изначально завышена из-за плохого качества нейтронного каротажа
 - Снизить проницаемость с уверенностью

Пример избыточной проницаемости

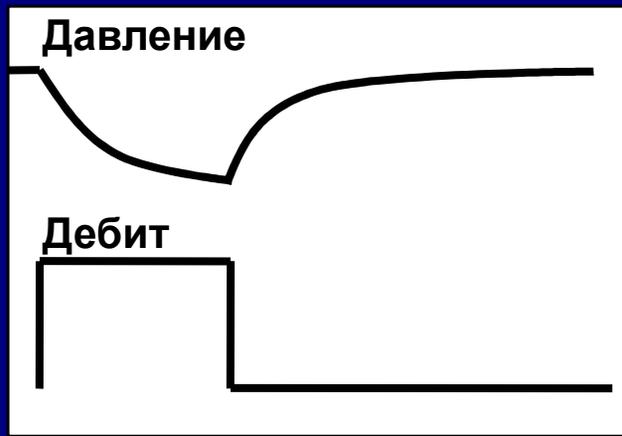


5-10x кратное
“повышение
проницаемости”
необходимо для
объяснения высокого
дебита добычи из
верхней зоны

Выделенная зона
Избыточной
проницаемости

Использованные замеры ВД

Единый ВД скважины



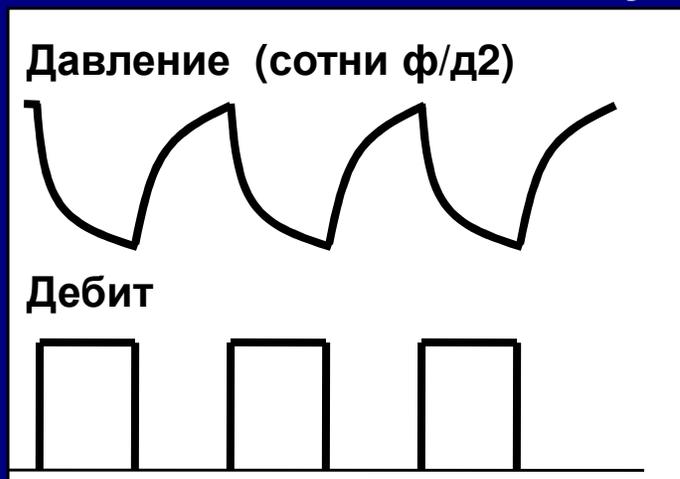
Границы
Давления
Проницаемости
Скин фактора

Межскважинное гидропрослушивание

Скважина задающая импульс

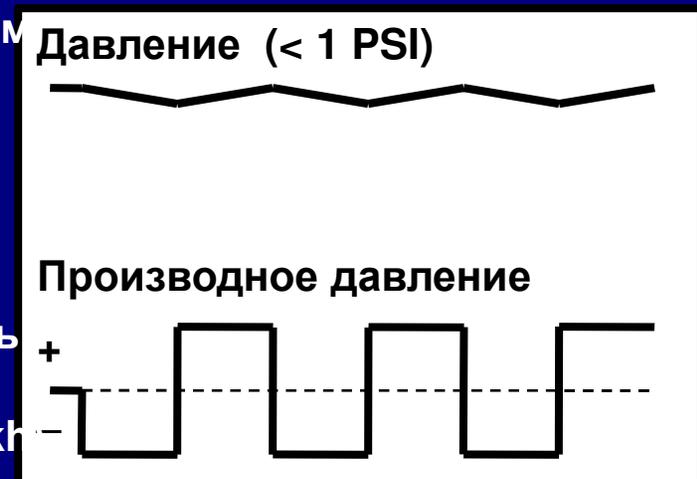


Наблюдательная скважина

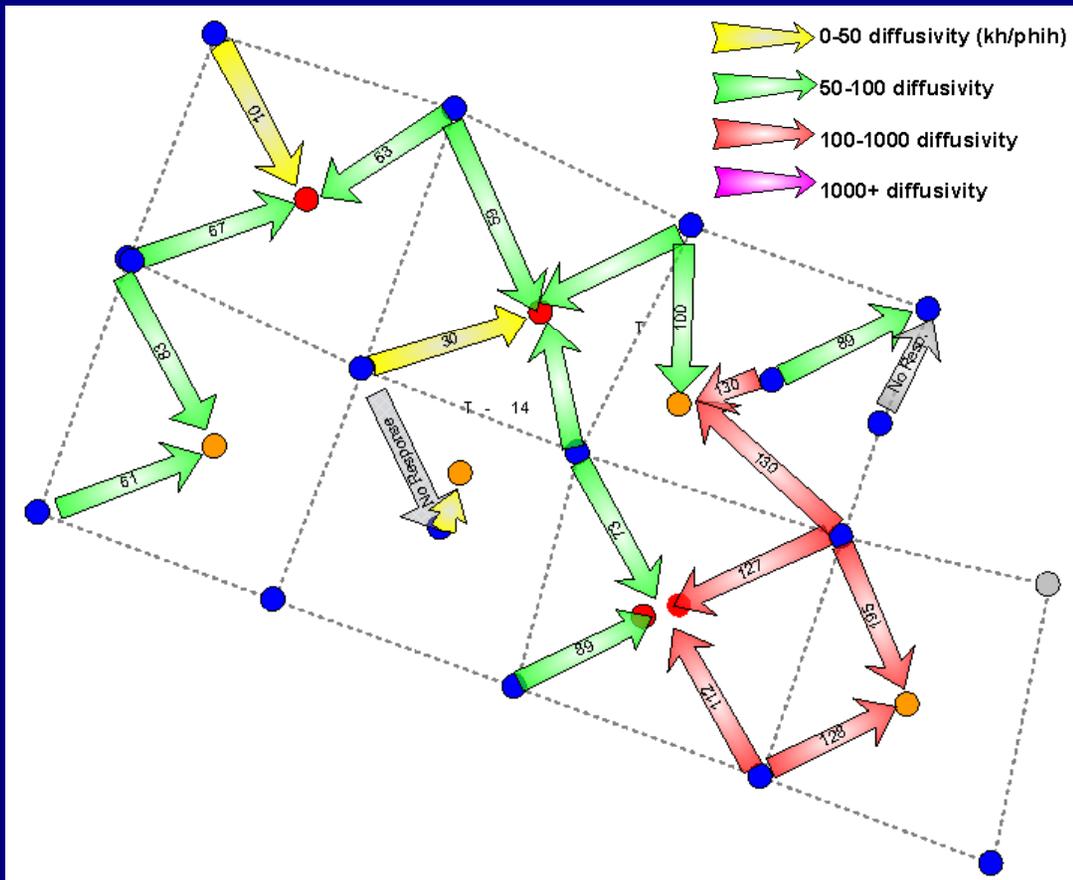


Поровый объем
сообщаемости
между
скважинами
(ϕh)

Проницаемость
между
скважинами (kh)

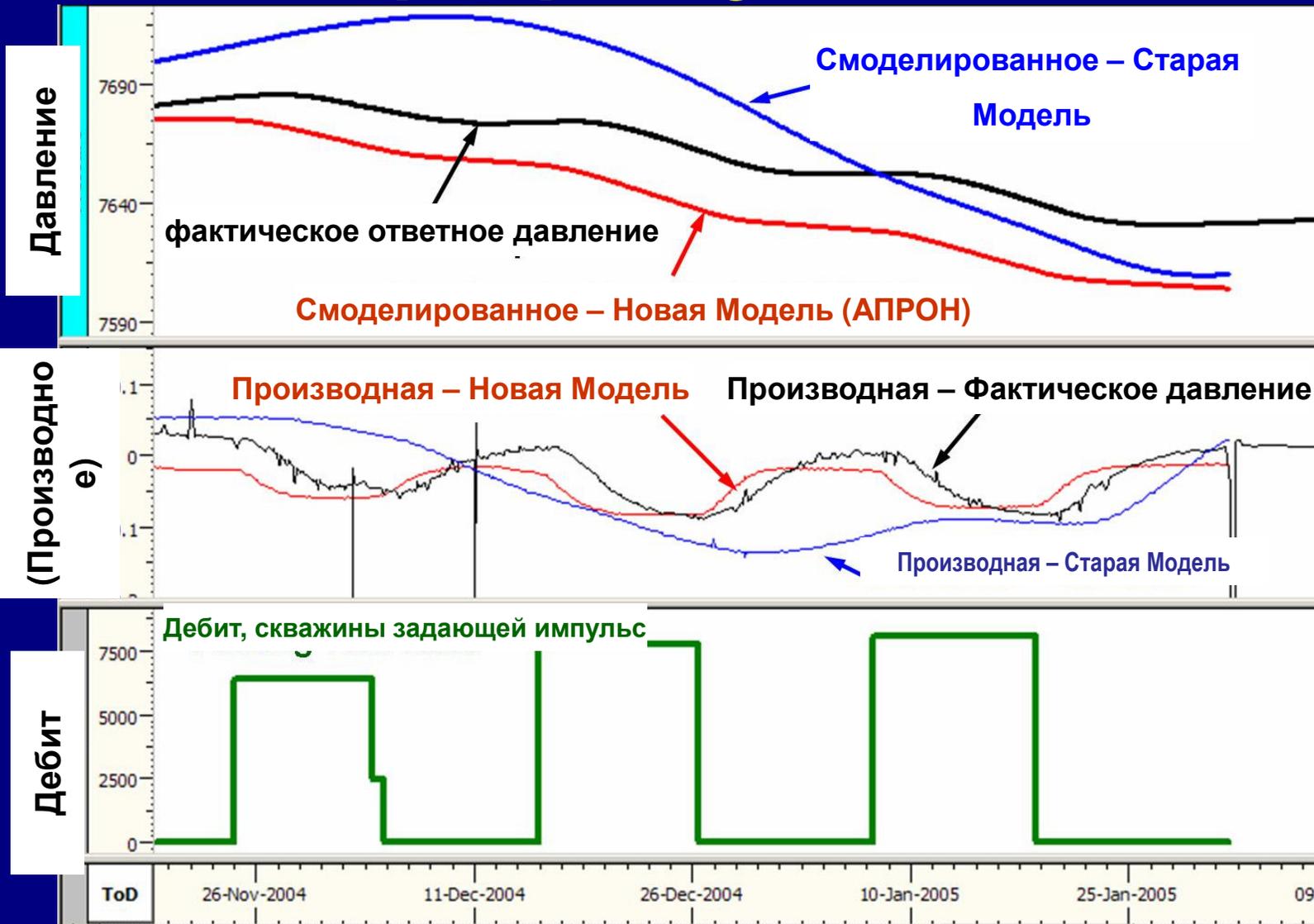


Подтверждение улучшения модели используя гидропрослушивание

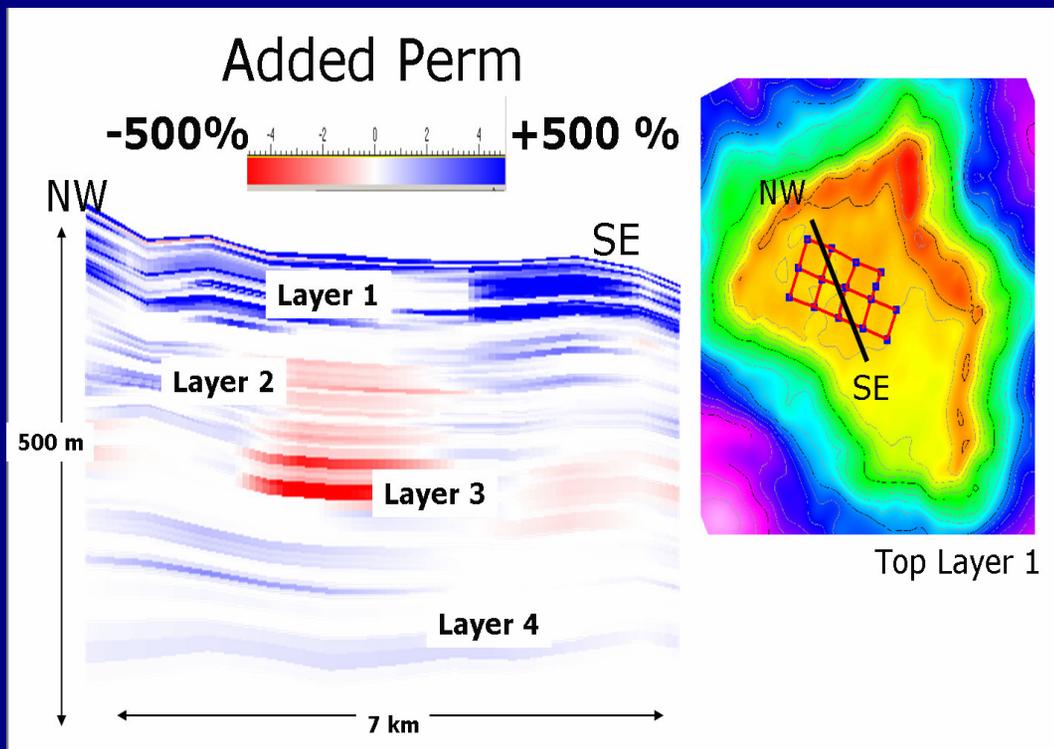


- Проведен ряд гидропрослушиваний для оценки сообщаемости между скважинами
- Плохое соответствие давлений согласно модели на основе старой формы преобразования проницаемости
- Модель с учетом новой АПРОН соответствует намного лучше фактическим данным

Проверка достоверности гидропрослушивания



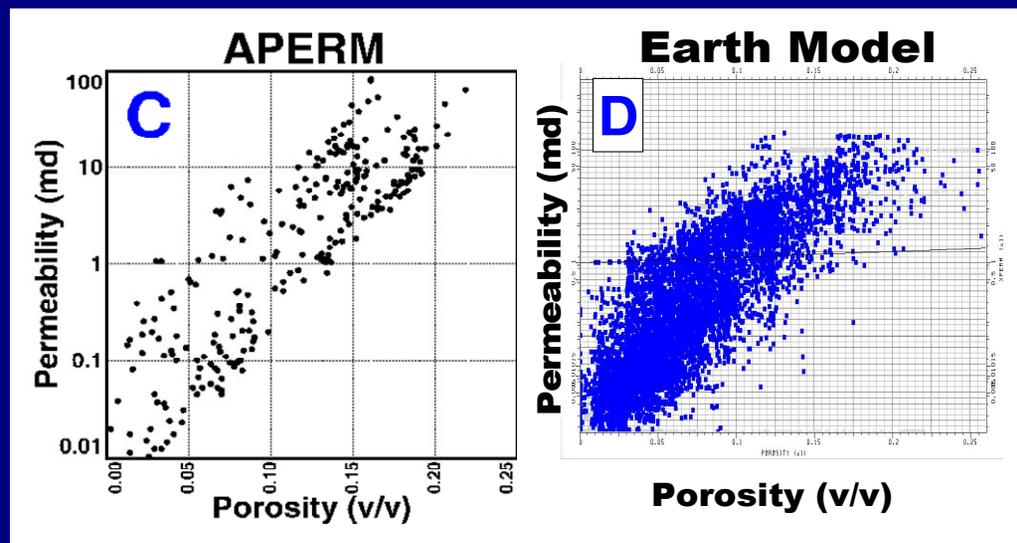
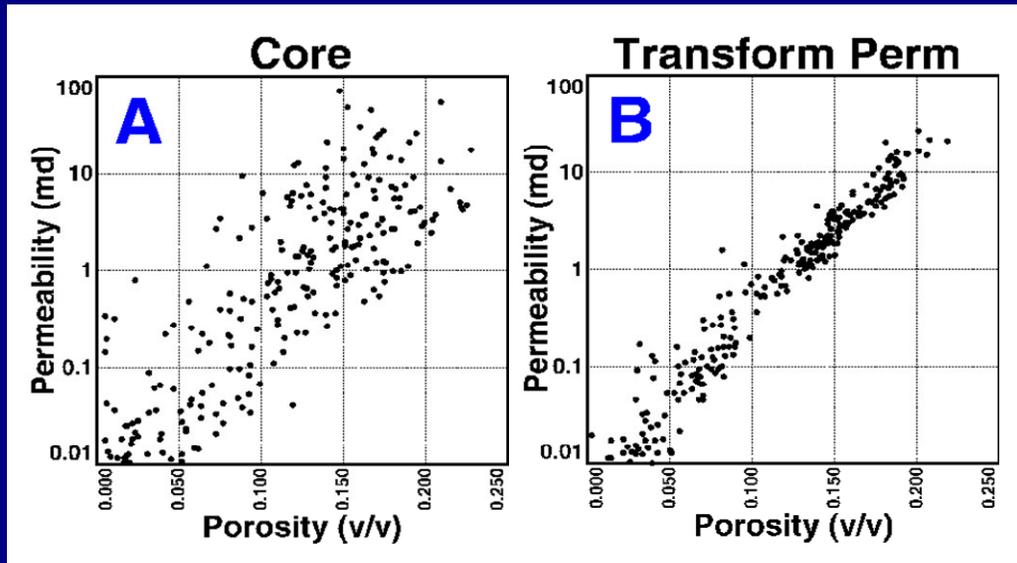
Ввод АПРОН в геологическую модель



Исследования Тенгизского Варианта

- ПГИ на 80% скважин
- Скважины с хорошими качественными АПРОН использованы для ввода данных в геологическую модель
- Внесены существенные изменения в проницаемости по всему месторождению

Восстановление неоднородности



- Преобразование проницаемости сокращает неоднородность
- Модели на основе преобразования проницаемости склонны к недопрогнозированию неоднородности
 - Прорыв газа происходит раньше, чем спрогнозировано
- АПРОН восстанавливает неоднородность для моделирования

Извлеченные уроки и насущные сложности

- **Извлеченные уроки:**

- Необходима интенсификация притока для того, чтобы профиль отражал коллектор
- Профили дебитометрии (ПГИ) критически важны для разработки многоярусных коллекторов

- **Насущные сложности:**

- Допущения скин-фактора повреждений в отношении низкой проницаемости
- Зоны высокой проницаемости могут доминировать, приглушая зоны с пониженной проницаемостью
- Поиск оптимального метода распределения свойств между скважинами

Заключения

- Данный метод является надежным процессом ввода данных детитометрии и ВД в геологическую модель
- Метод является усовершенствованным по сравнению с преобразованиями проницаемости на основе статического каротажа
- Устраняет трудности в прогнозировании проницаемости согласно каротажных замеров, в частности в карбонатных отложениях
- Эффективен при выявлении и описании пластов с избыточной проницаемостью
- Восстанавливает неоднородность естественной проницаемости

Distinguished Lecturer Program

Ваш ОТЗЫВ очень важен для нас

Внесите ваше подразделение в конкурсе Оценки
Выдающихся Лекторов путем заполнения оценочной
формы или зайдите на сайт:

http://www.spe.org/events/dl/dl_evaluation_contest.php

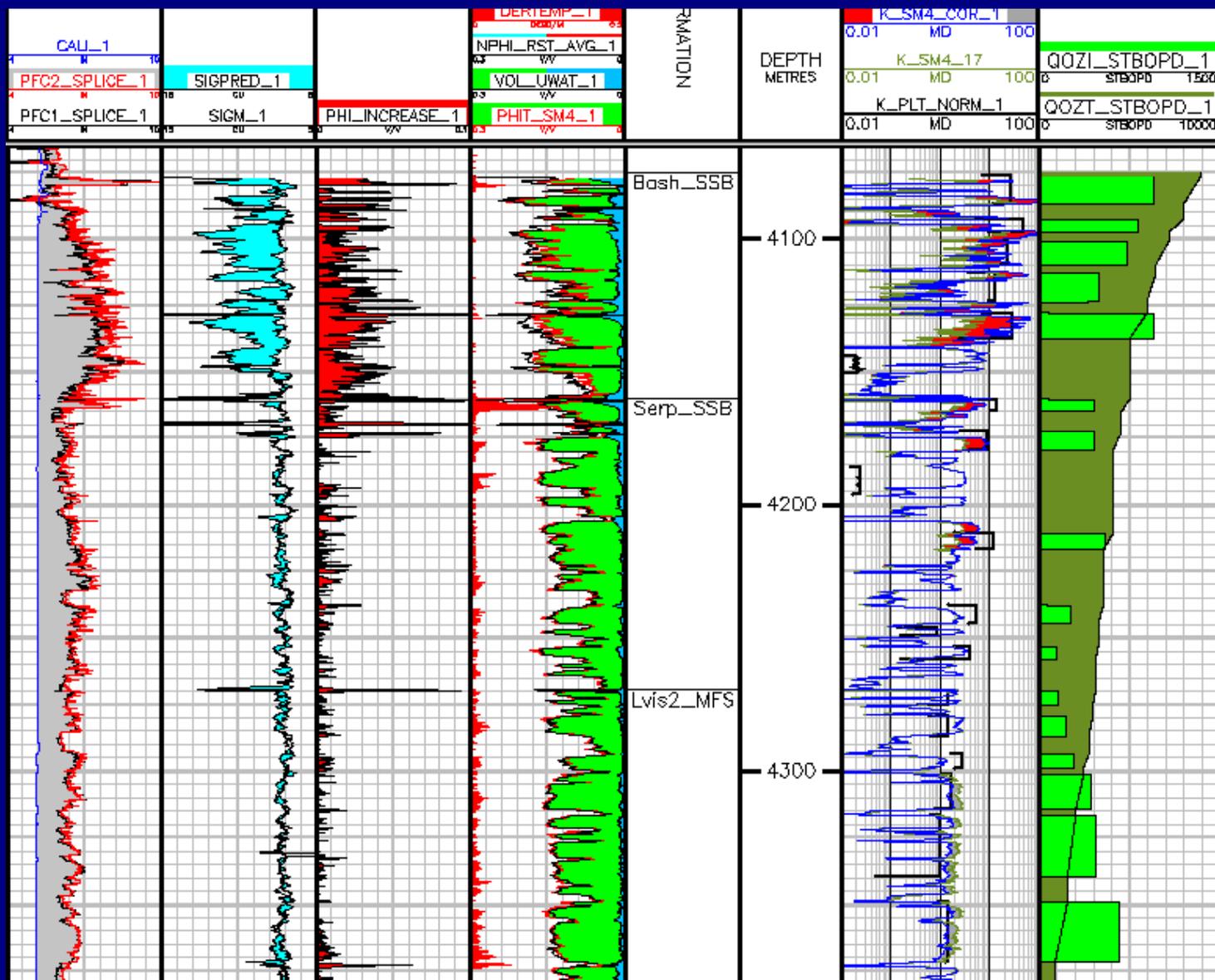


Общество Нефтяников
Инженеров (SPE)

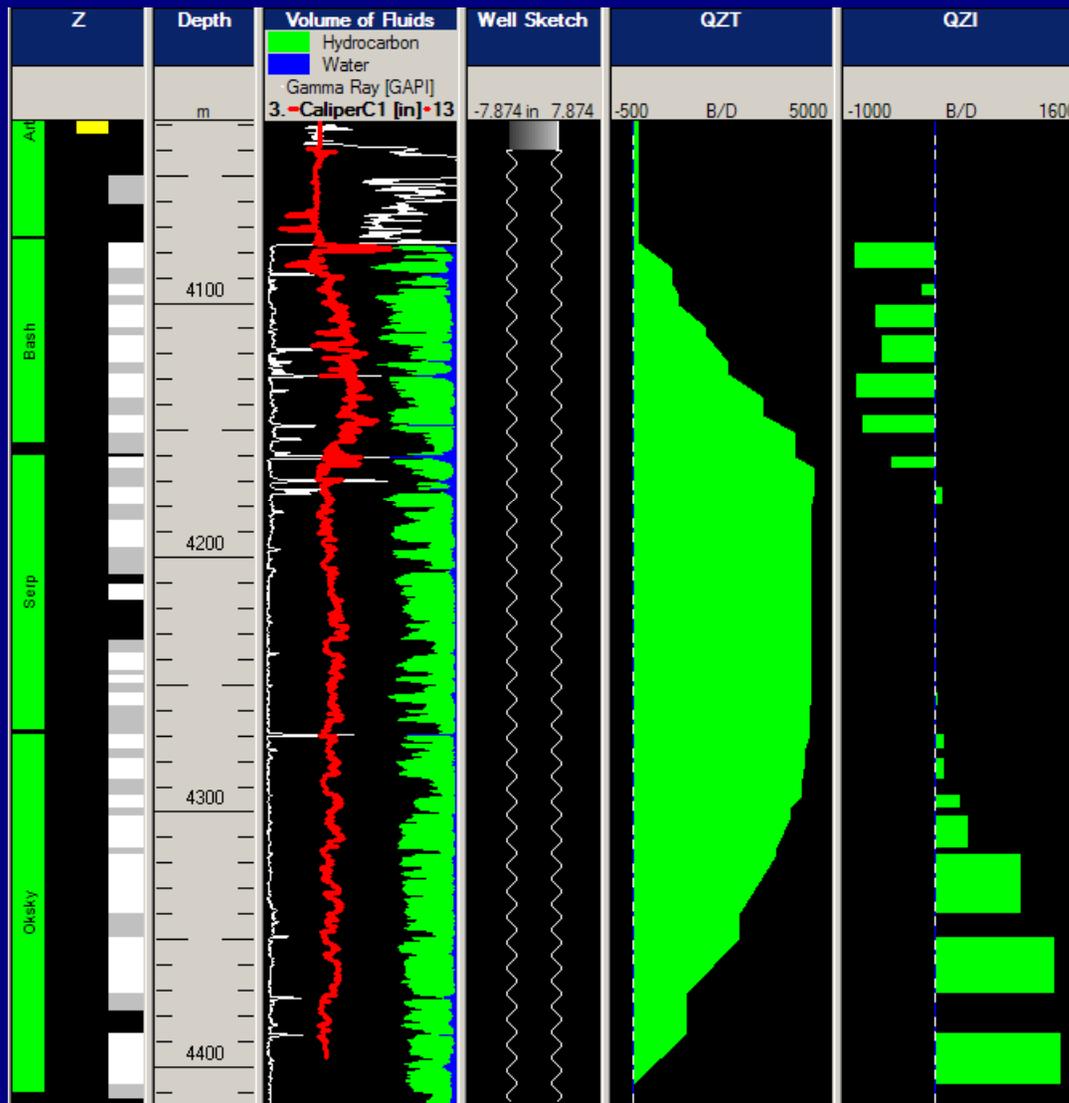
Программа выдающиеся
лекторы
www.spe.org/dl

27

Пример Интенсификации при Перетоках



Чем это вызвано?

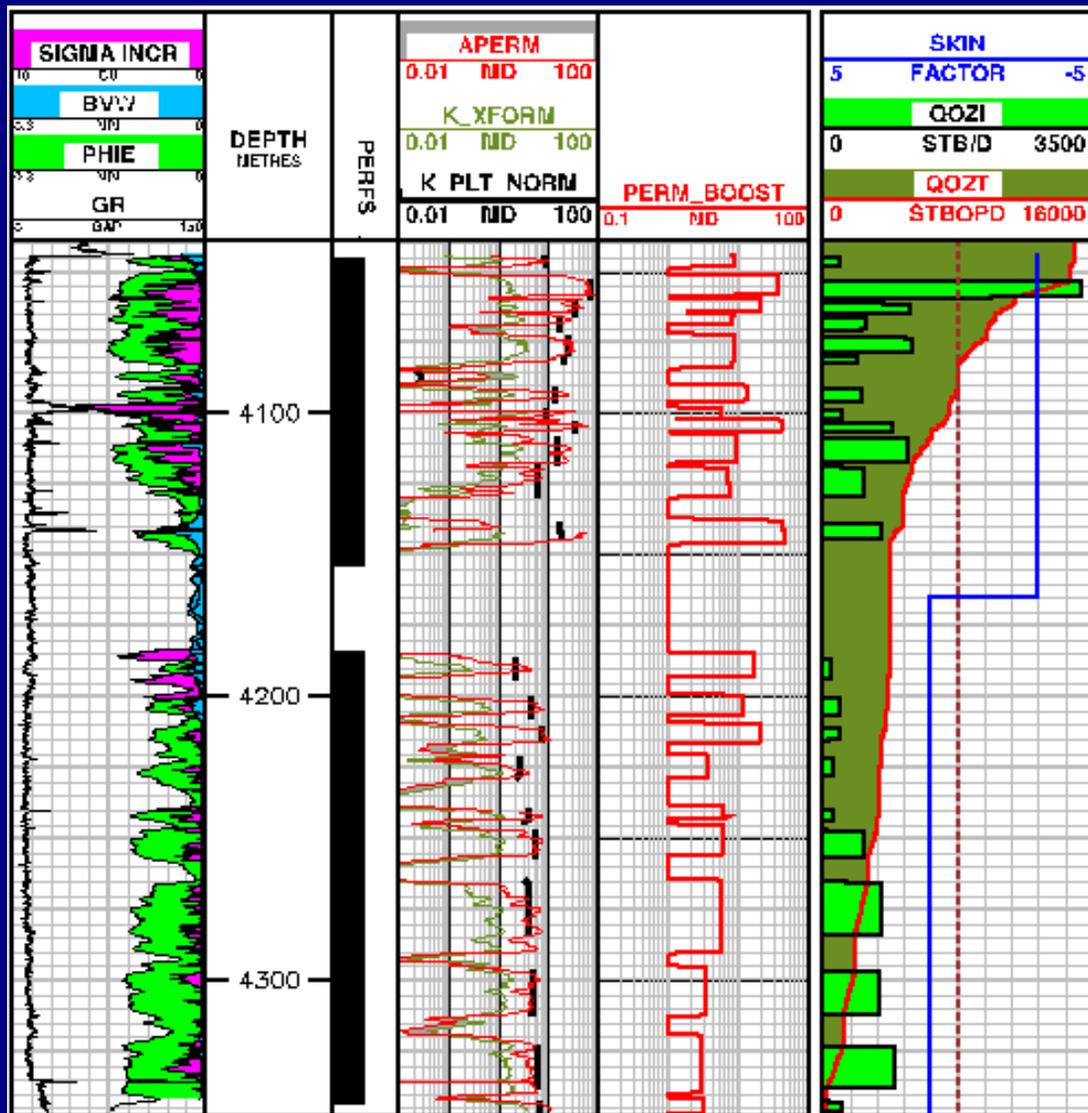


Давление ярусов
метода ХИП
(Характеристика
Избирательного
Притока)

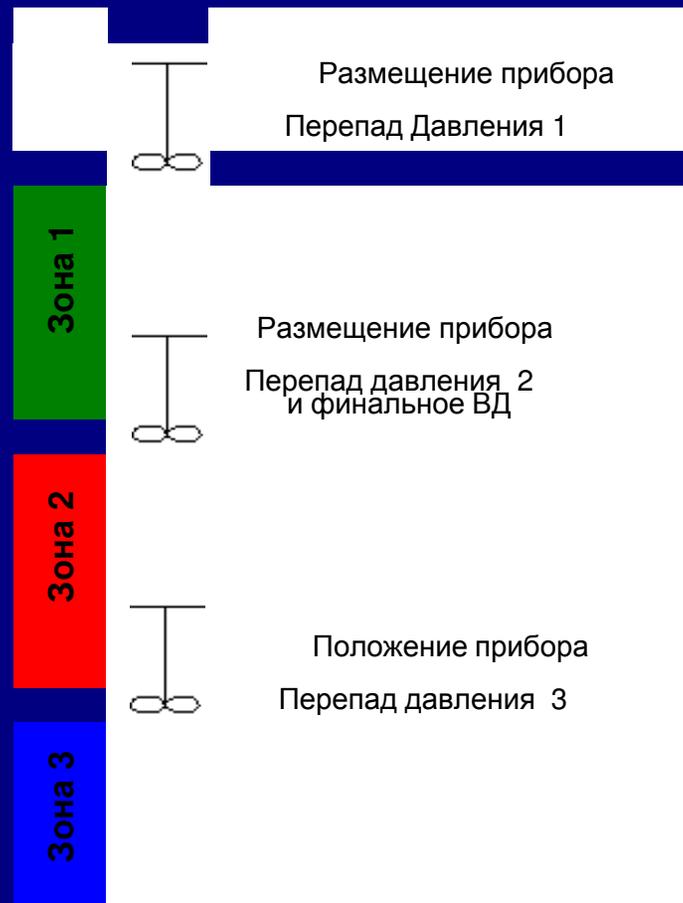
7500 ф.кв.д

8500 ф.кв.д

Согласование КВД множественных ярусов с кислотной эффективностью



31



Результаты многоярусного замера прибора: верхняя зона скин-фактор -3, +1 в нижней зоне. Согласованность с эффективностью кислотной интенсификации.