



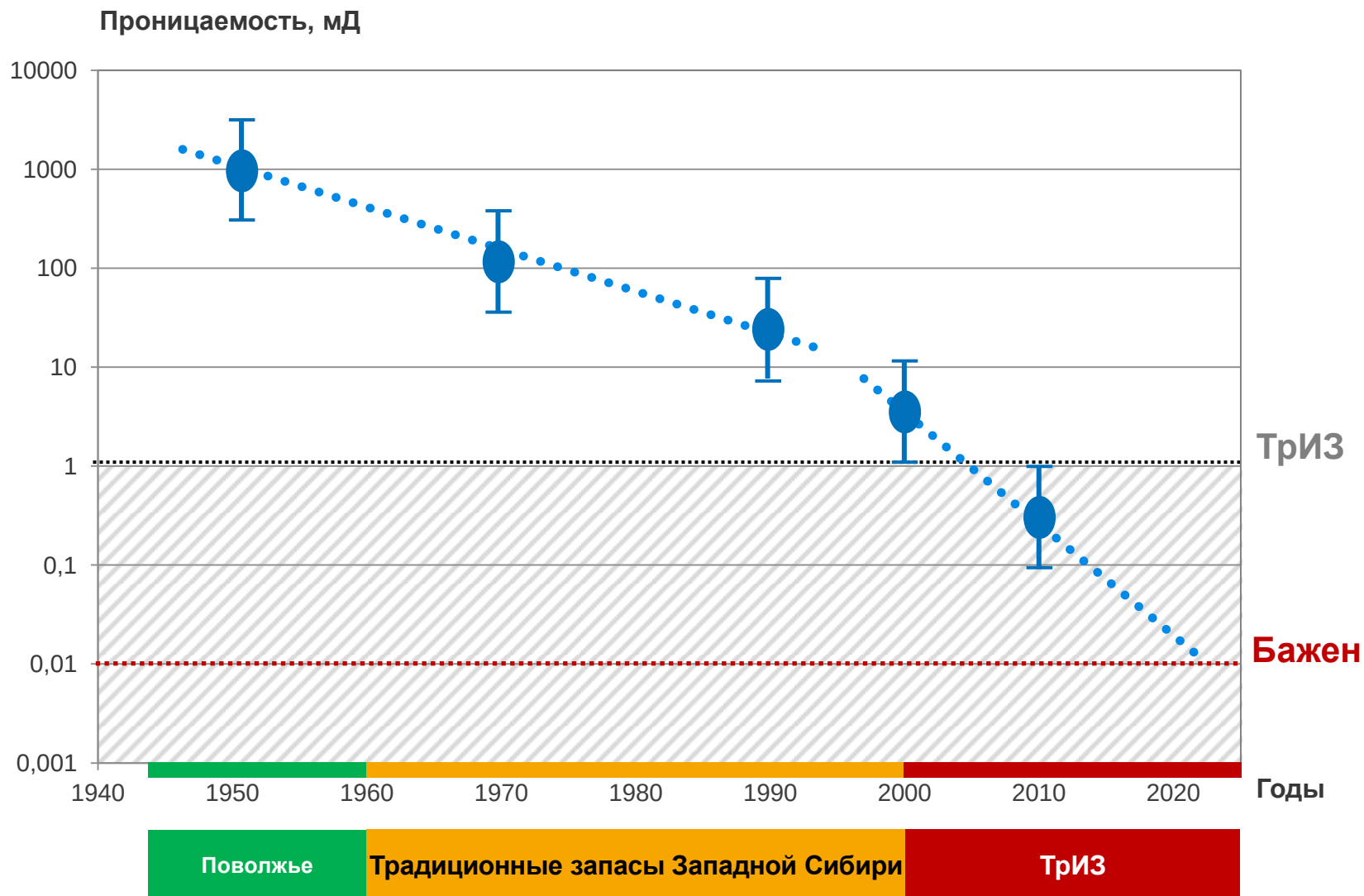
Выбор оптимального способа разработки низкопроницаемых коллекторов

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Ситников А.Н.
Ноябрь 2017г

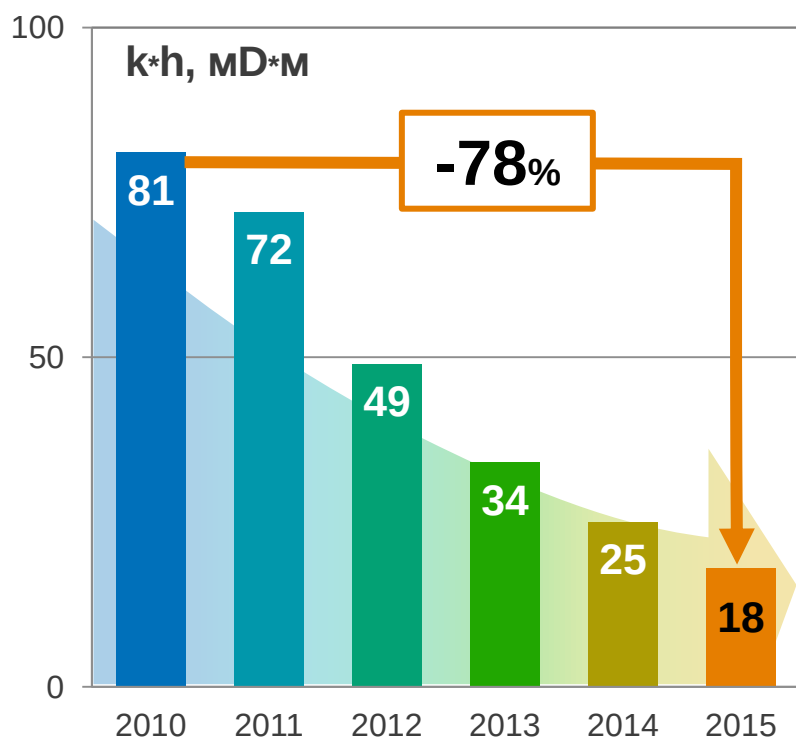


Уменьшение проницаемости пластов: стремительное приближение к сланцевому порогу

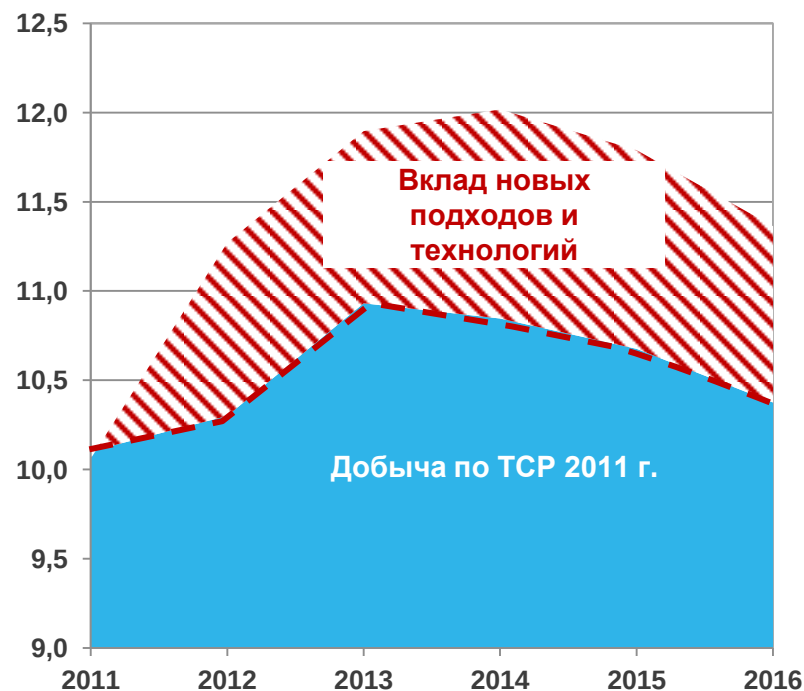


Эффективный рост на фоне ухудшения качества запасов

Снижение качества пластов зрелых месторождений (новое бурение)



Динамика добычи нефти Приобского месторождения



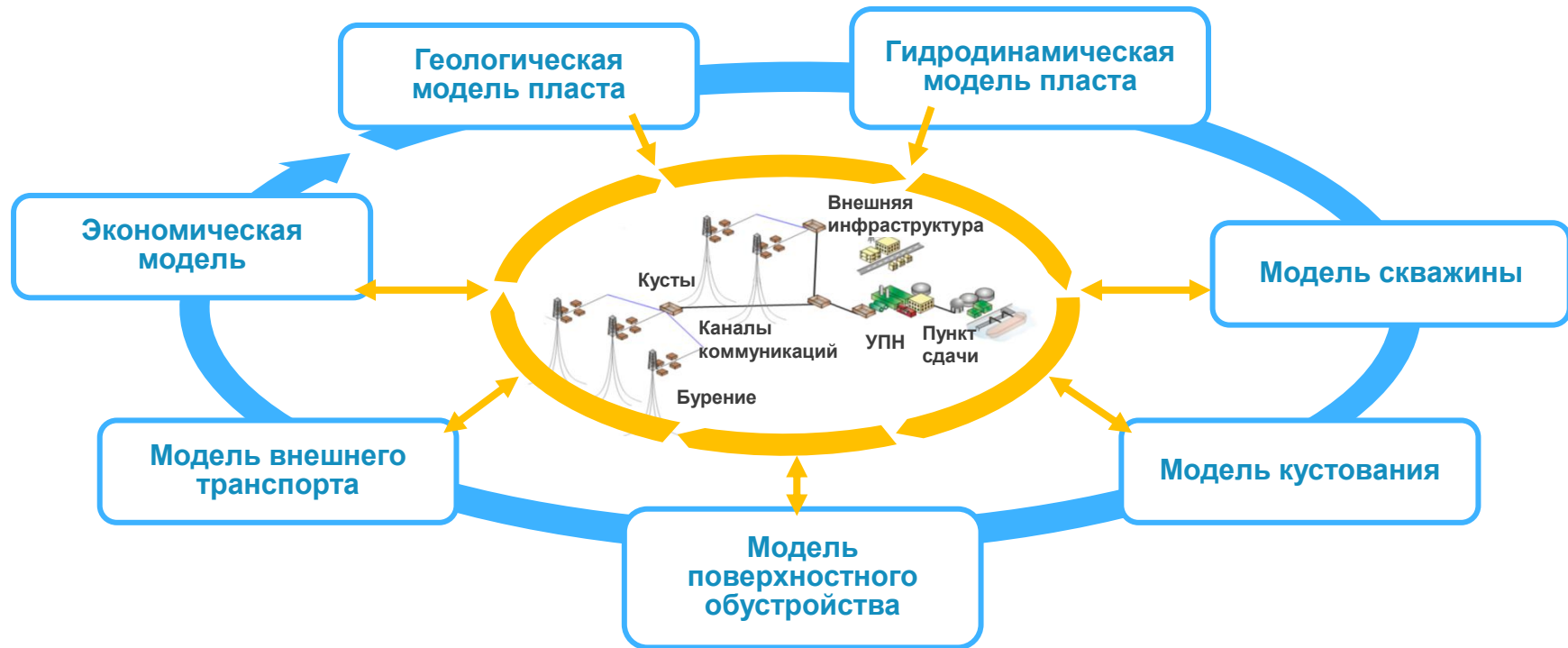
36 млн.т. нефти

Добыча из ТриЗ за 2010–2015

+50%

Дополнительные объемы эксплуатационного бурения

Интегрированный ансамбль моделей: пласт-скважина-обустройство-экономика

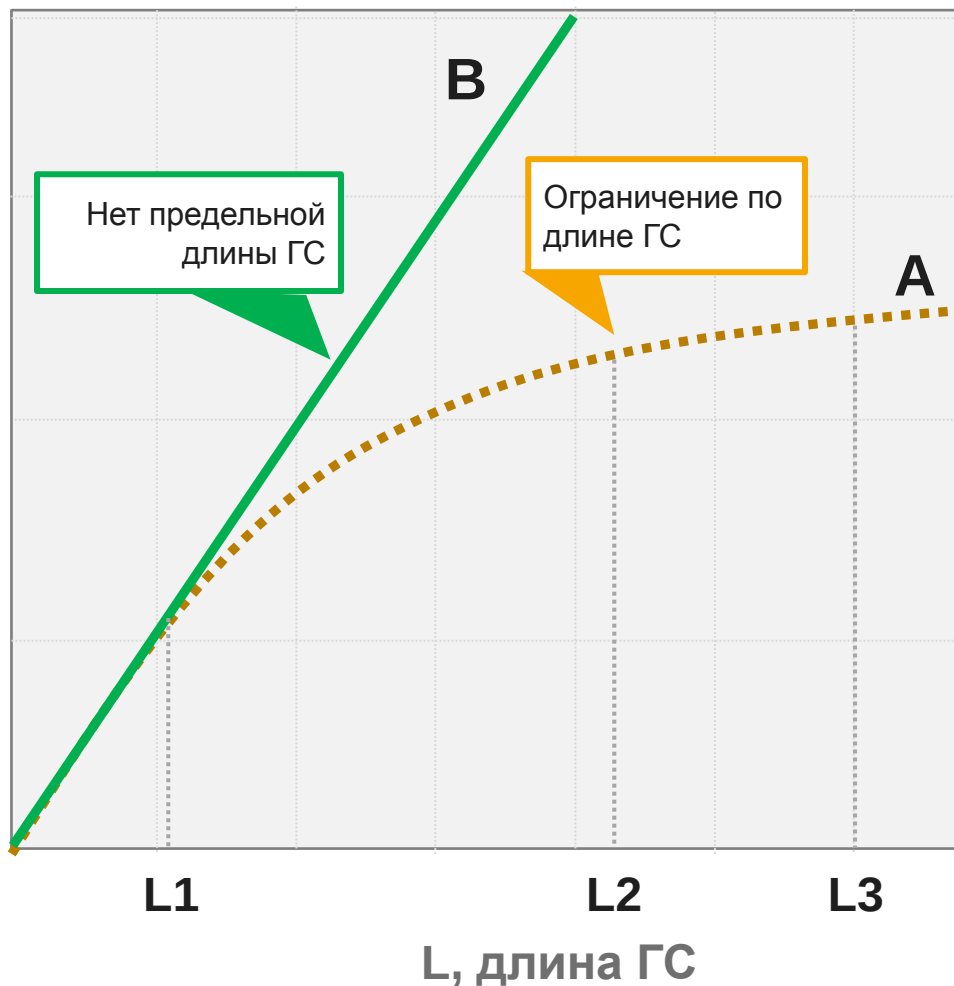


Требования к ансамблю моделей:

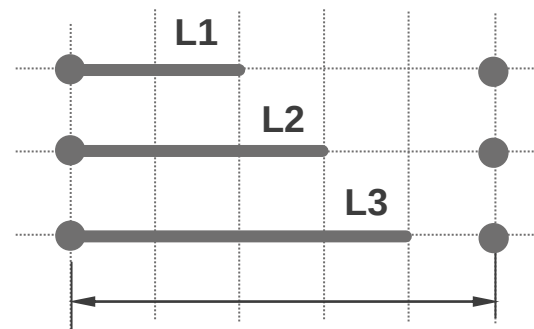
- Обеспечение взаимодействия моделей в рамках единой цепочки («слаженность»)
- Целостность
- Возможность проведения многопараметрической оптимизации (оптимальное и устойчивое решение)

Необходимость кост-инжиниринга: пример определения оптимальной длины горизонтального участка скважины (1/2)

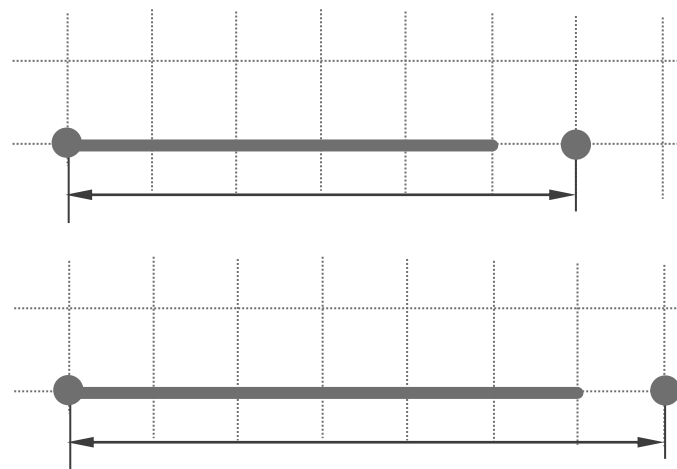
Дебит скважины



A Постоянное расстояние между скважинами в ряду

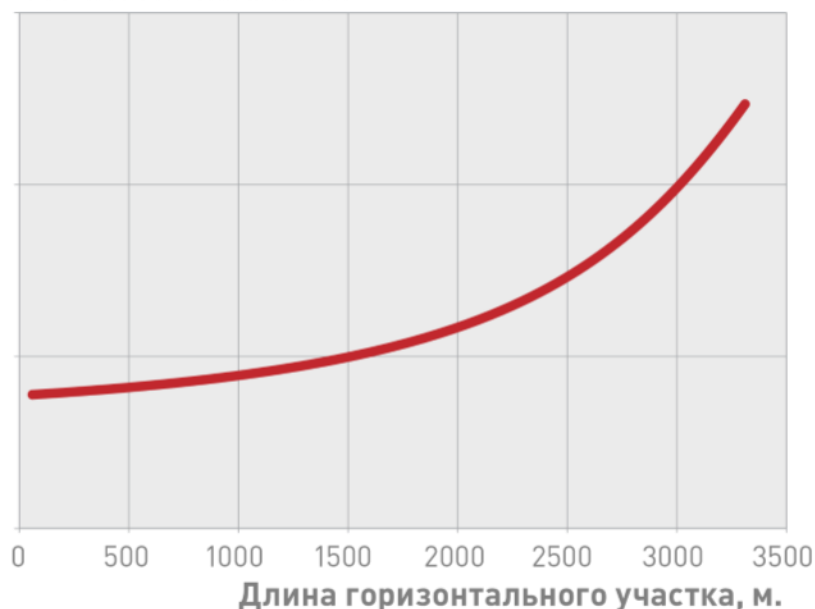


B Растянутые сетки скважин

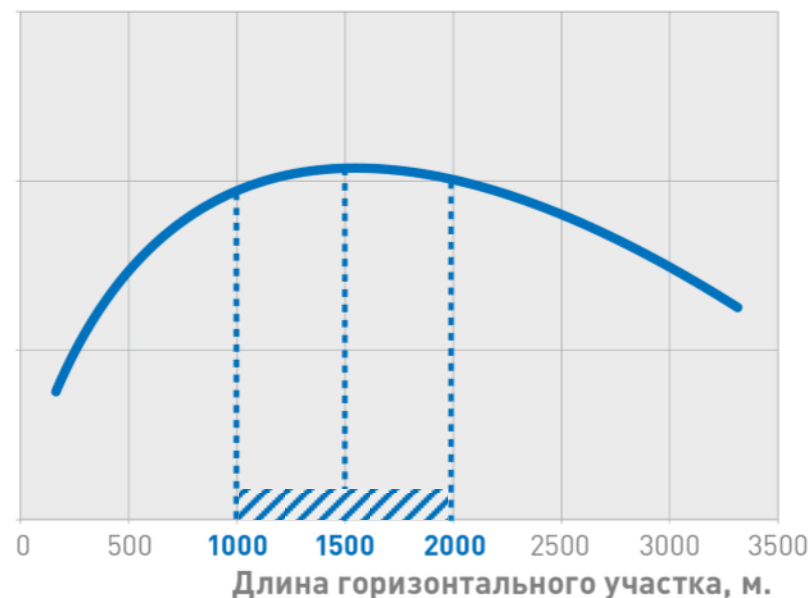


Необходимость кост-инжиниринга: пример определения оптимальной длины горизонтального участка скважины (2/2)

Стоимость скважины

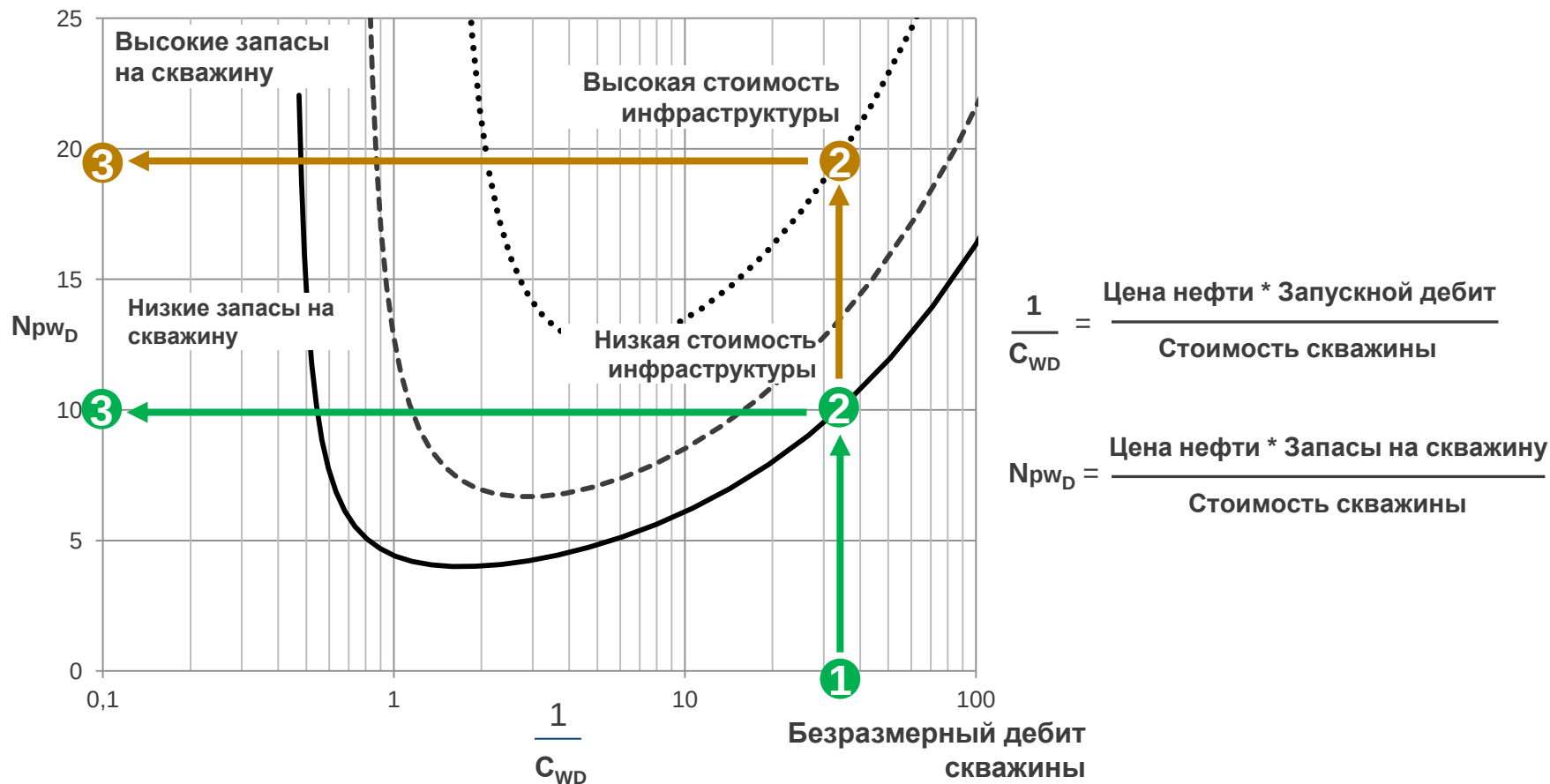


NPV



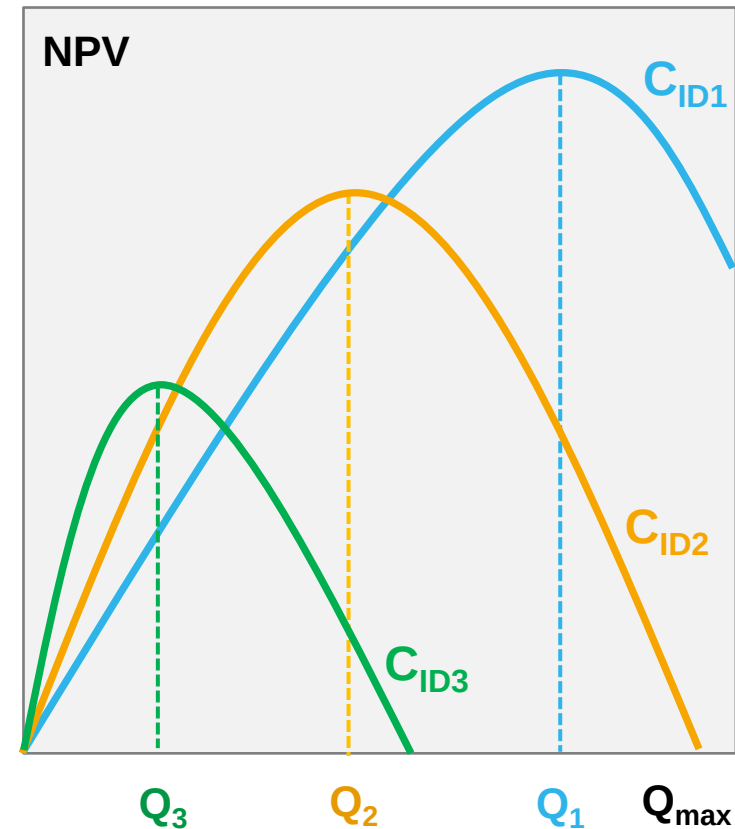
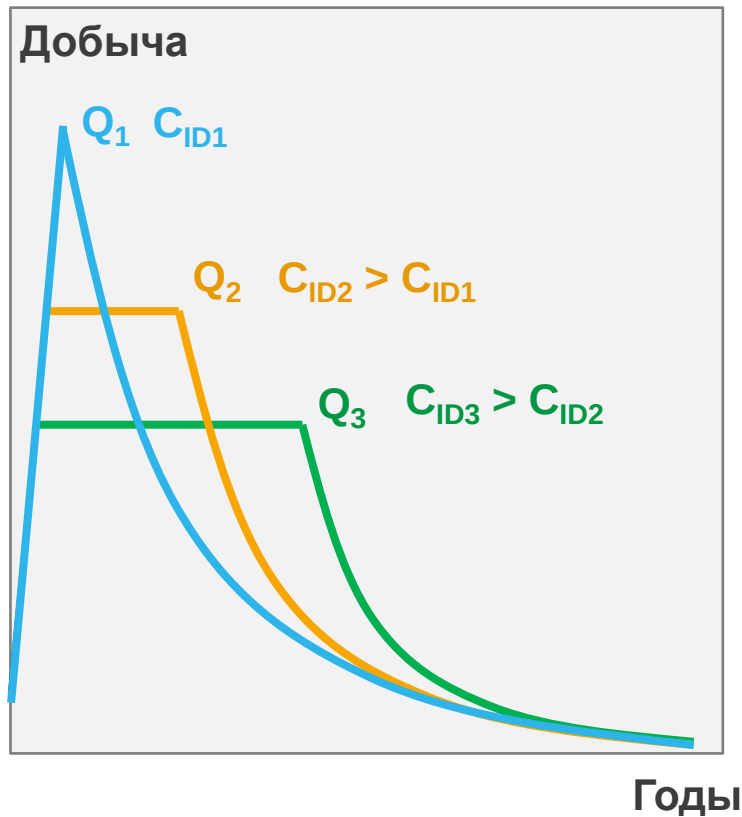
Кост-инжиниринг: определение стоимости объекта строительства **до ПСД** в широком диапазоне изменения характеристик

Влияние стоимости инфраструктуры на плотность сетки скважин



Стоимость инфраструктуры оказывает существенное влияние на оптимальное значение величины запасов на скважину

Влияние стоимости инфраструктуры на пик добычи



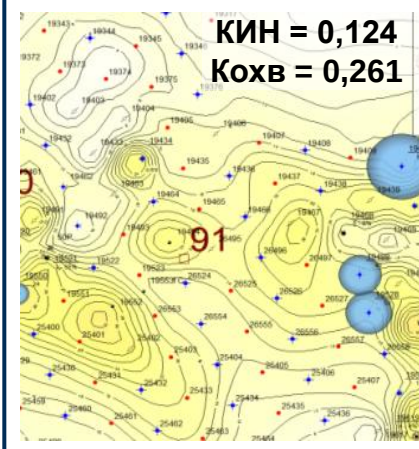
- Для малых инфраструктурных затрат оптимальные варианты характеризуются малой продолжительностью плато
- С увеличением инфраструктурных затрат продолжительность плато увеличивается

Результаты интегрированного подхода к оптимизации системы разработки на примере Приобского месторождения

ПТД
Техсхема разработки
2011г

**Утвержденная система
разработки**

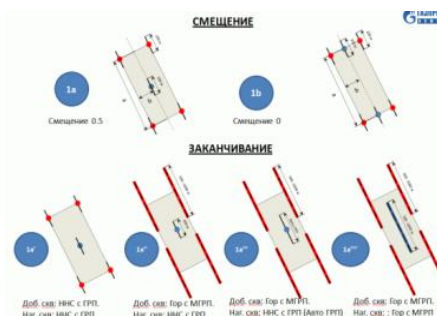
Рядная система ННС ГРП
21,7га/скв



Вариант Базовый

Фонд скважин	35
Нак. добыча (20 лет), тыс.т.	815
Инвестиции, млн. руб	1618
PI, д.ед.	0,61
NPV, млн.руб.	-529

**Обоснование оптимальной
системы разработки**



Оптимизация:

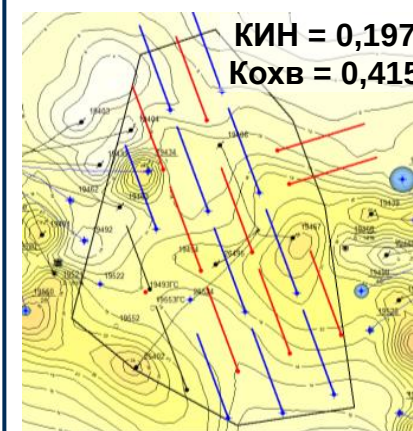
- типа закачивания (ГС, ННС)
- конструкции ГС (длина ГС и кол-во стадий ГРП)
- расстояние между скважинами

Результат:

- Повышение Кохв и прогнозного КИН

**Оптимизированная система
разработки**

ГС МГРП 1000м 7 ГРП
36га/скв



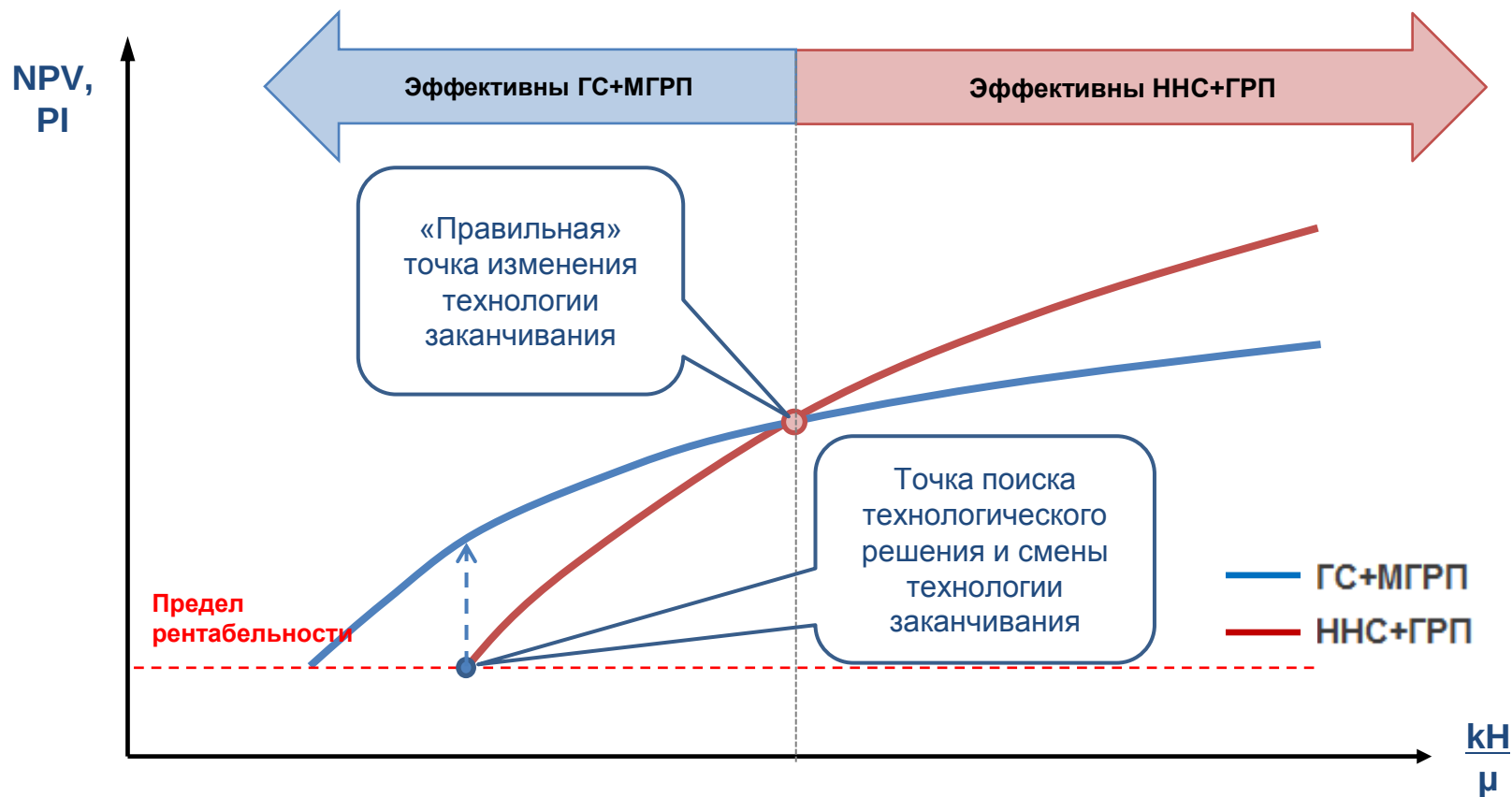
Вариант Оптимальный

Фонд скважин	21
Нак. добыча (20 лет), тыс.т.	1833
Инвестиции, млн. руб	2134
PI, д.ед.	1,21
NPV, тыс.руб.	367

Эффект по КИН: +0,073
Экономический эффект: +0,9 млрд. руб.

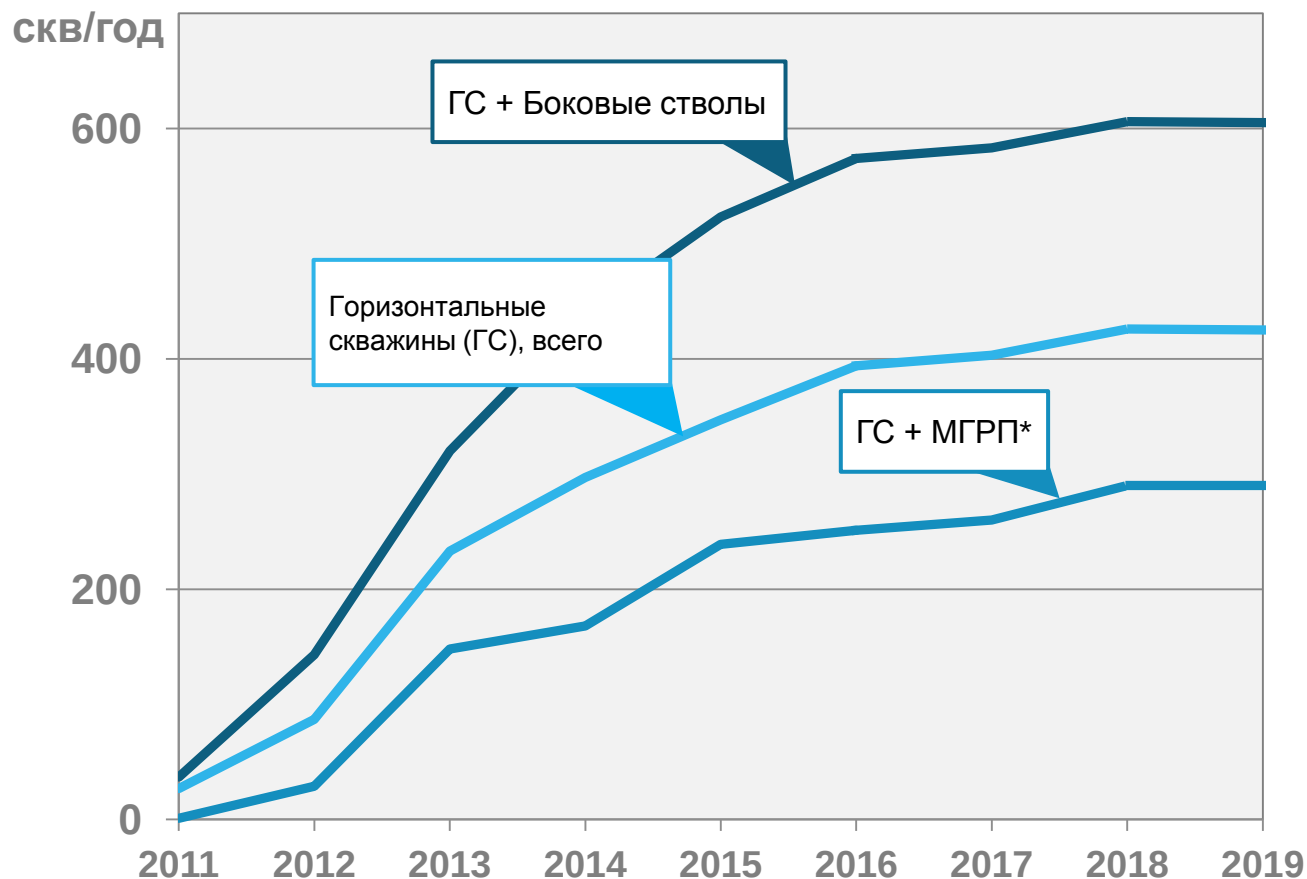
ПТД
Техсхема ОПР 2013г

Достижение предела рентабельности – активный драйвер развития технологий



Необходим проактивный подход к технологическому развитию

Динамика бурения высокотехнологичных скважин



~2600 скв.

Увеличение числа высокотехнологичных скважин до 2019 г.

+270 млн.т.

Прирост вовлеченных запасов ТРИЗ за счет высокотехнологичного бурения к 2019 г

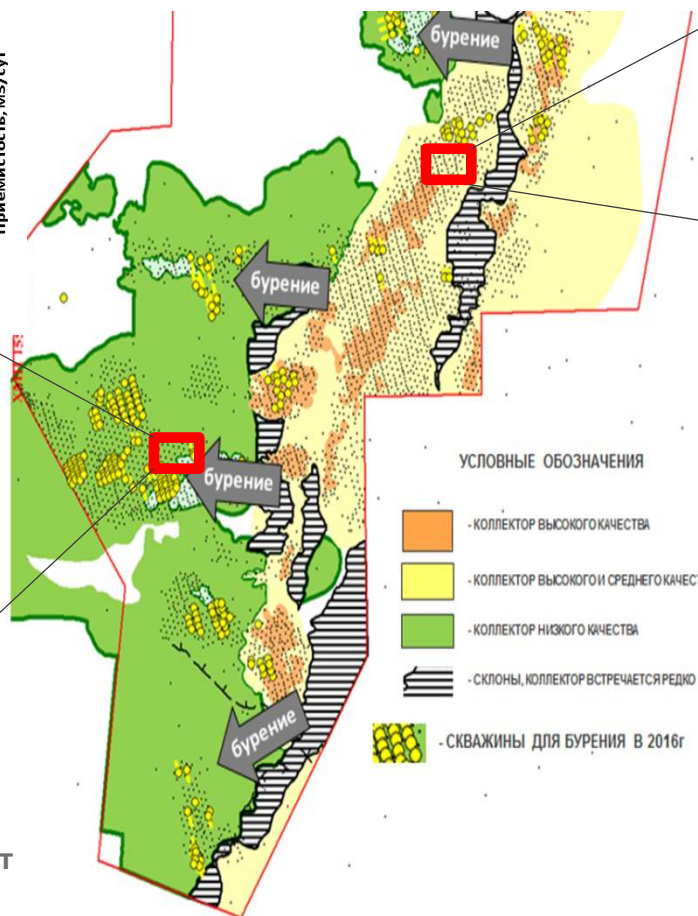
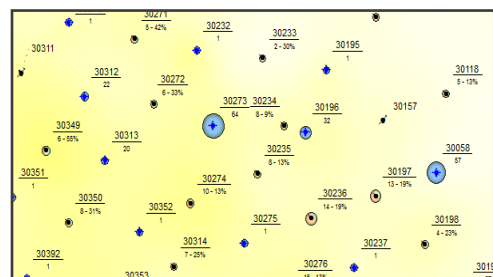
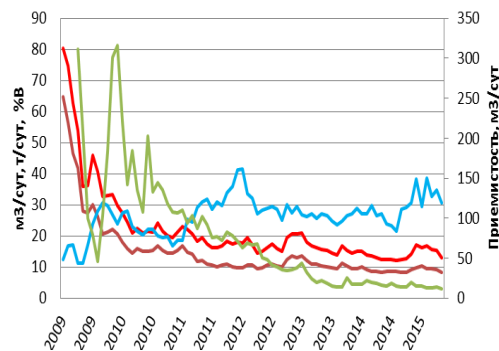
56%

Доля высокотехнологичного бурения в общем количестве скважин 2016 г

• ГС + МГРП — горизонтальные скважины (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)

Новые вызовы на примере Приобского месторождения

К~0,5 мД

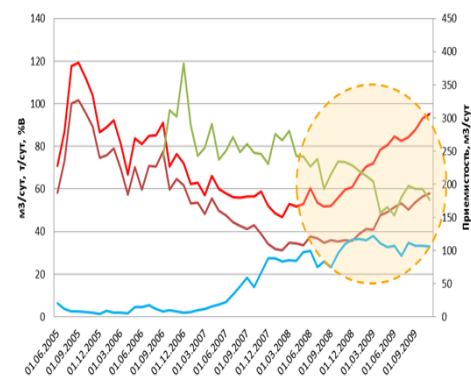
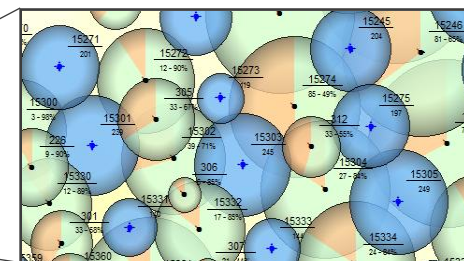


0.1-1 мД

1-2 мД

2-5 мД

К~2 мД

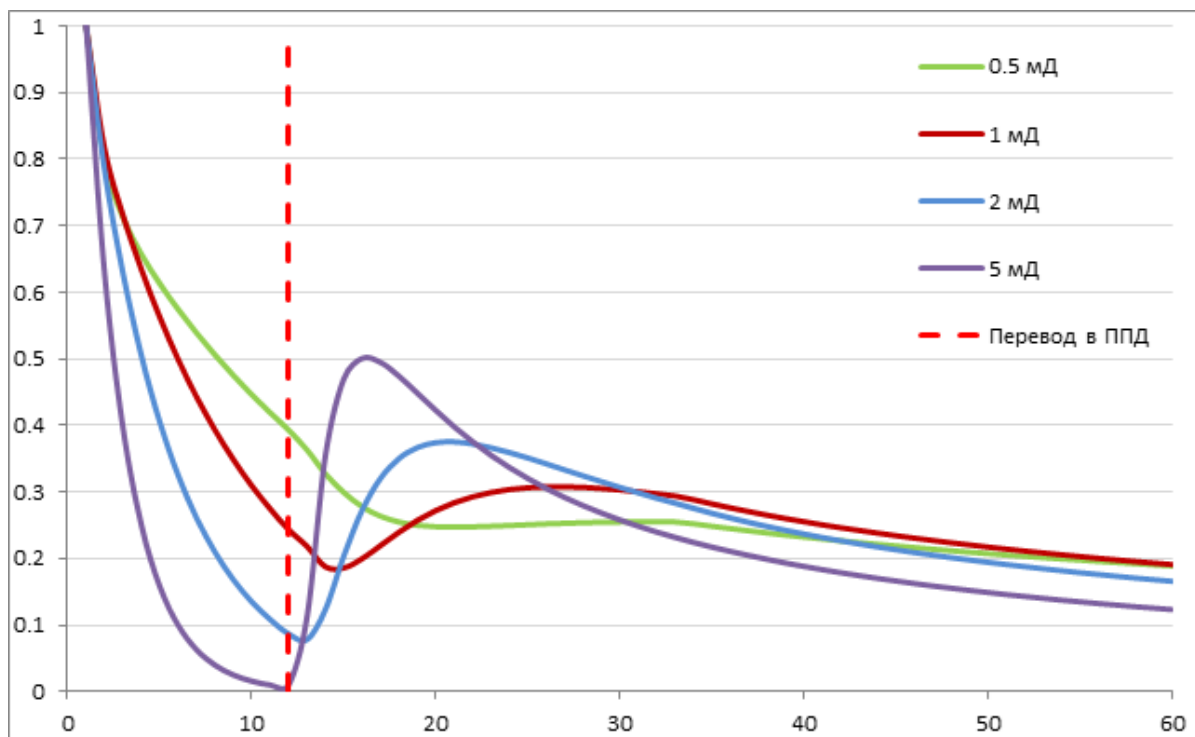


- Эффект от ППД за периодом наблюдения (более 3 лет)
- Проницаемость «практически отсутствует»
- Дебиты по жидкости – 12-15 м³/сут

- Влияние закачки через 1,5-2 года
- Система ППД эффективна
- Проницаемость - 180м³/сут
- Рост дебитов по жидкости до 95 м³/сут

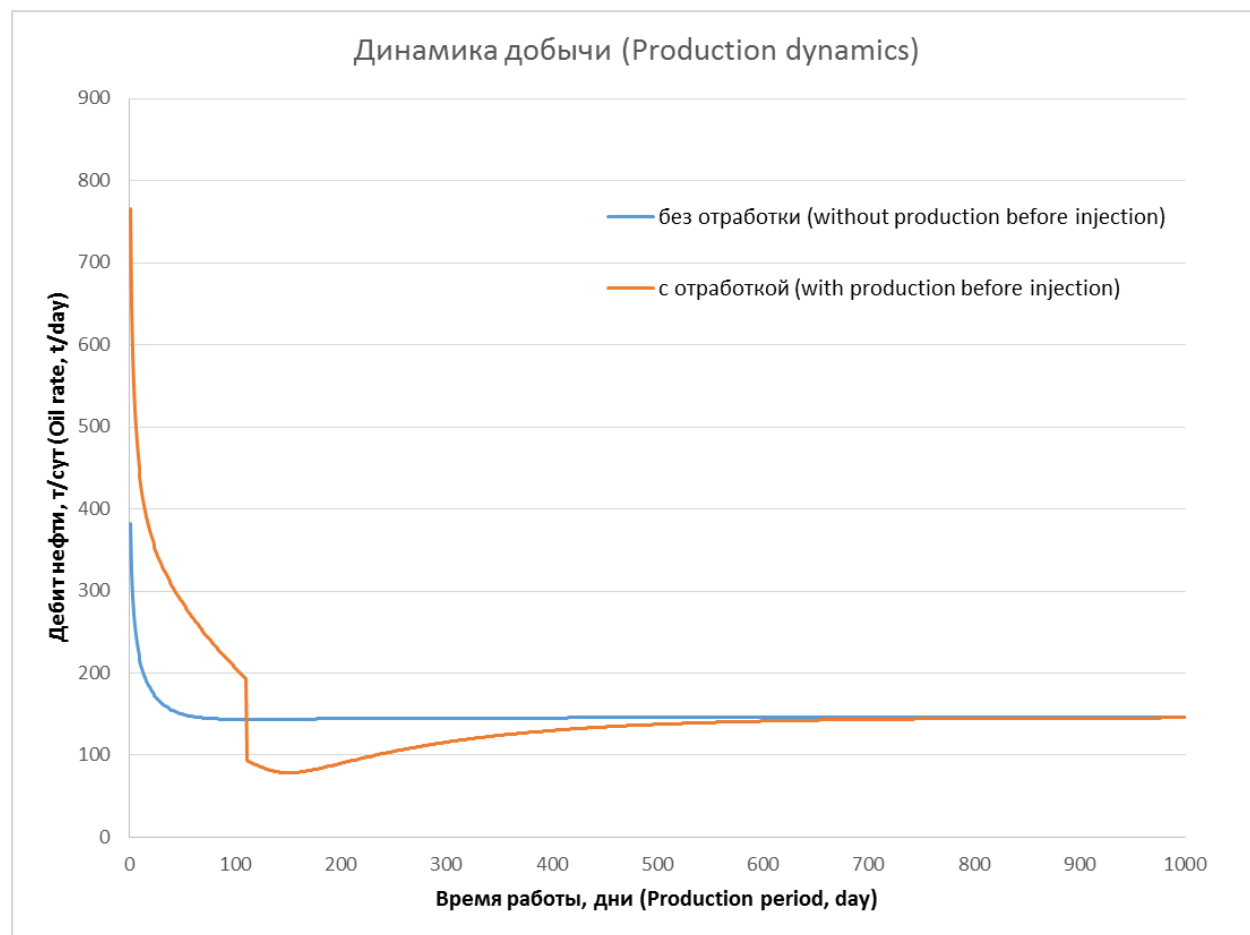
Синтетический пример перевода в ППД после отработки на нефть

Нормированный профиль дебита нефти для разных значений проницаемости



- Чем меньше проницаемость, тем дольше нужно отрабатывать скважины ППД на нефть
- Оптимальное время отработки на нефть может быть определено с привлечением экономических расчетов

Отработка нагнетательных скважин на нефть



Начальные условия:

$k = 1.5$ мД

$h = 20$ м

$\mu = 1.5$ сП

$\Delta P = 200$ атм

Без отработки:

$Q_{oil_cum} = 148$ тыс.тн

$Q_{oil_cum_disc} = 130$ тыс.тн

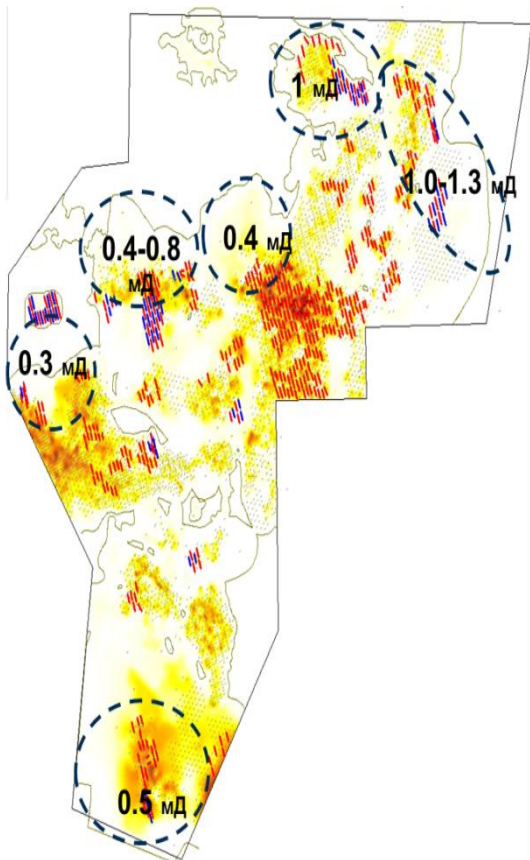
С отработкой:

$Q_{oil_cum} = 146$ тыс.тн

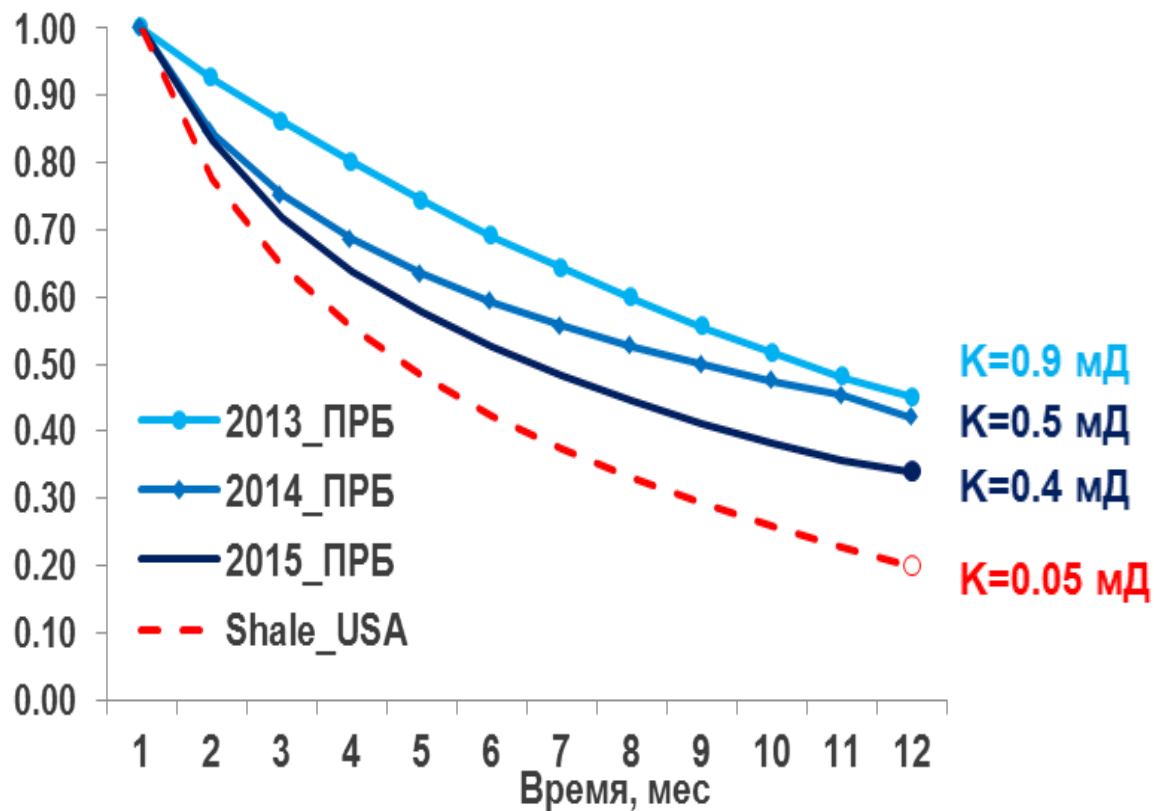
$Q_{oil_cum_disc} = 132$ тыс.тн

Оптимизация экономических показателей добычи скважин (учет дисконтирования) делает целесообразной отработку нагнетательных скважин в добыче до перевода в нагнетание

Новые вызовы на примере Приобского месторождения



Динамика показателей работы за первый год

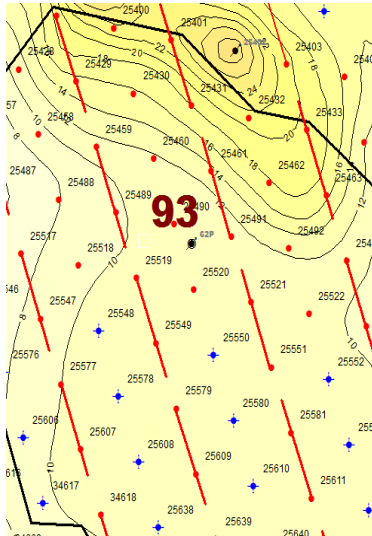


➤ Падение дебитов/приемистостей свыше 60% в год

По фактическим темпам падения за первый год эксплуатации Приобское месторождение стремится к месторождениям сланцевой нефти

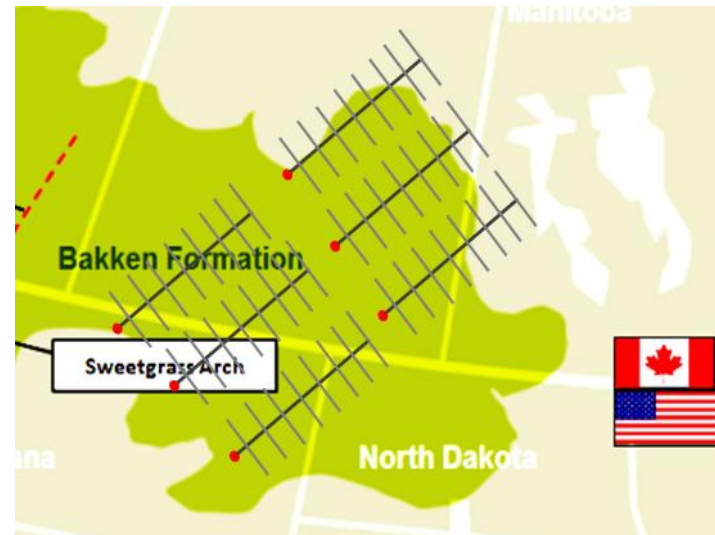
Необходимо определить точку смены концепции

Приобское месторождение сегодня к ~ 0,5 мД



- Использование ГС с МГРП
- Разработка в режиме **ПД**
- Ориентация системы разработки **вдоль** стресса – **продольное** развитие трещин ГРП

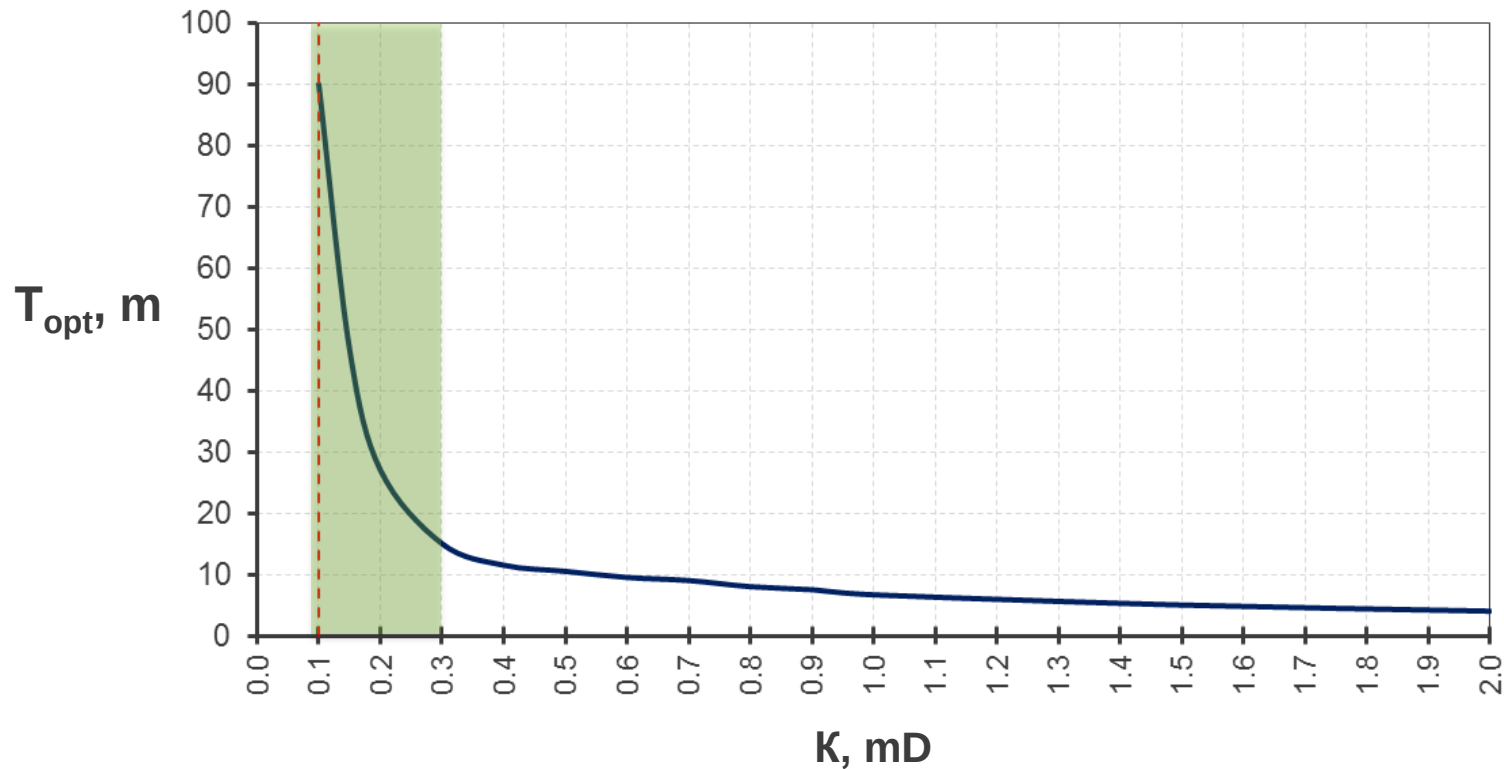
Месторождение Баккен к ~ 0,05 мД



- Использование ГС с МГРП
- Разработка в режиме **истощения**
- Ориентация системы разработки **поперек** стресса – **поперечное** развитие трещин ГРП

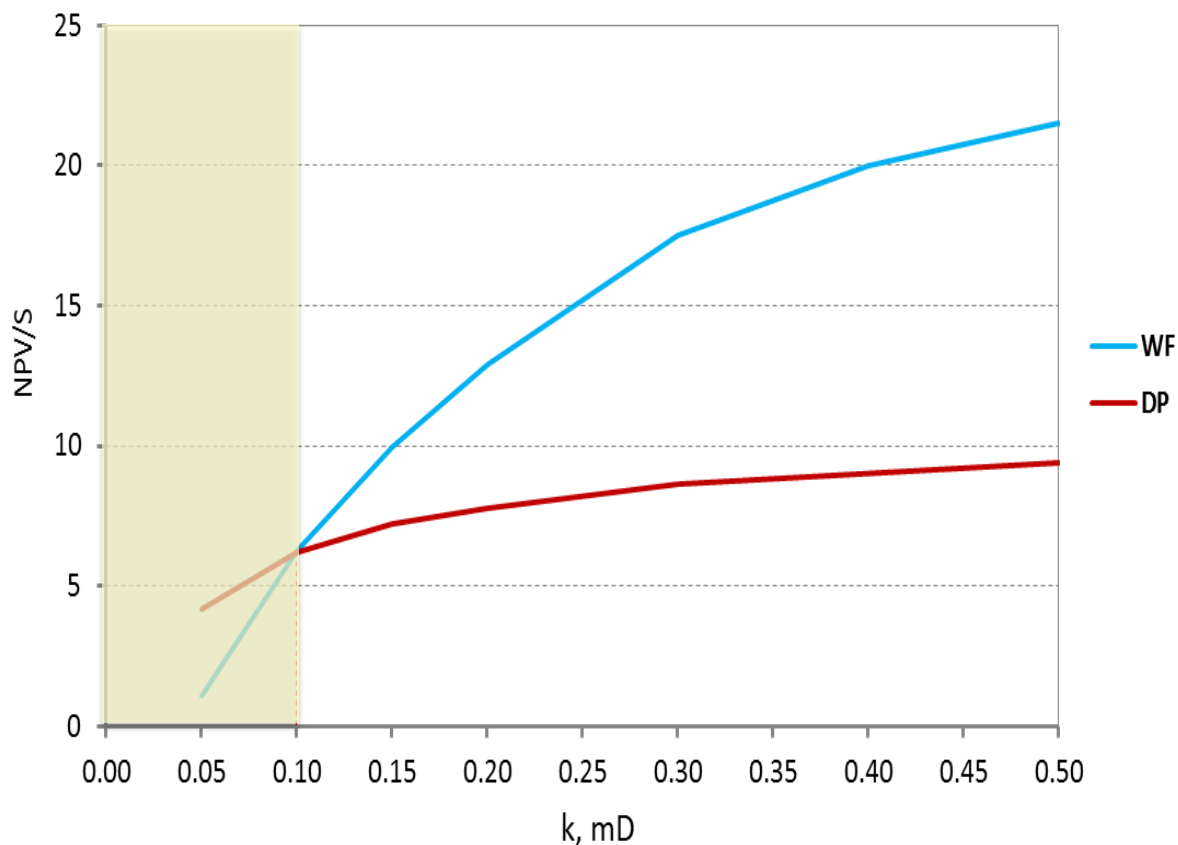
При каких параметрах пласта необходима смена концепции разработки?

Оптимальное время обработки на нефть в зависимости от проницаемости пласта



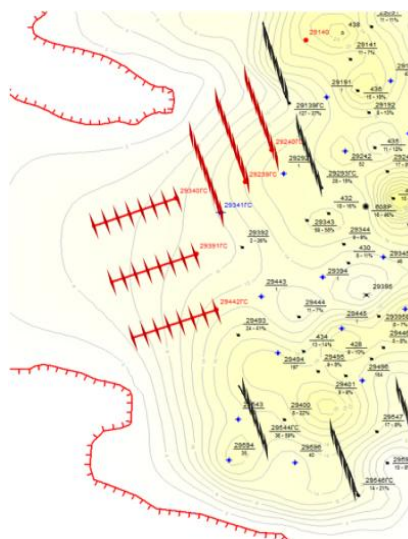
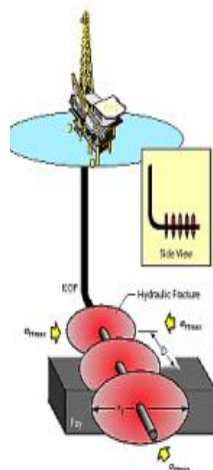
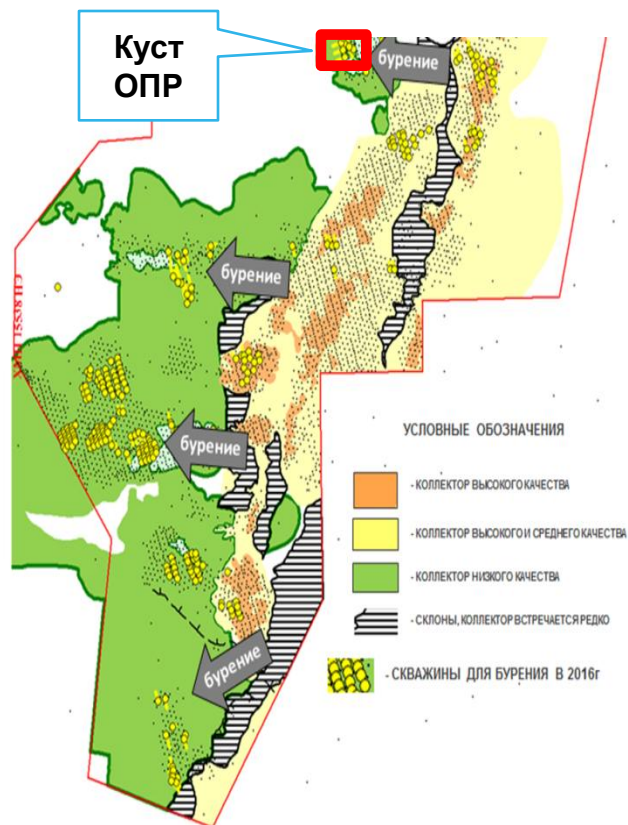
- В диапазоне 0.1-0.3 мД происходит резкий рост времени обработки
- Нахождение в обработке столь длительное время практически является разработкой на истощение

Критерий перехода к режиму истощения в численно-аналитической модели



В текущих стоимостных моделях бурения и при существующих технологиях оптимальная граница перехода к режиму истощения на уровне 0,1 мД

Планирование ОНР



Участок ОНР:

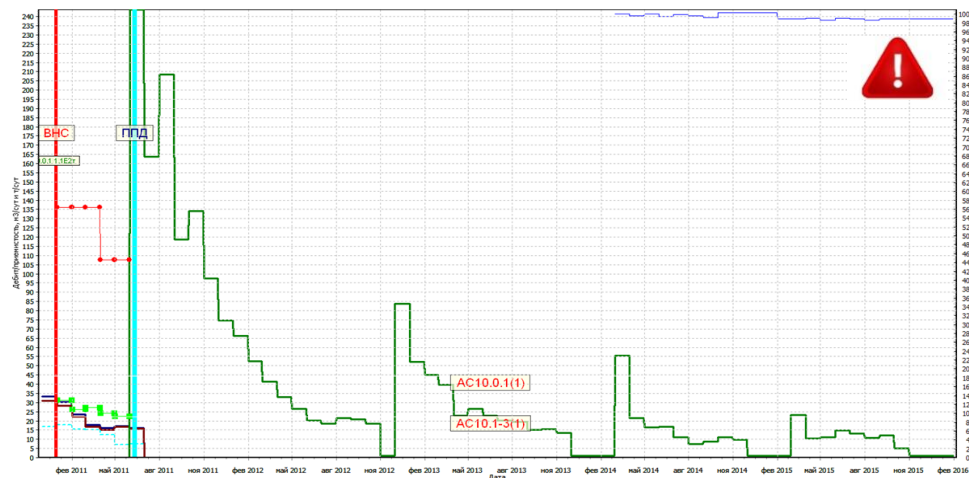
- Проницаемость 0,2 мД
- ННТ ~ 7 м
- Бурение 3 скважин ГС с МГРП

Система разработки	
Длина ГС	1000м
Между рядами ГС	500м
Между скважинами	250м

Проведение ОНР необходимо для адаптации расчетов по оптимизации режима разработки

Оптимизация агента вытеснения

Оптимизация агента заводнения для снижения темпов падения приемистости



Мехпримеси

Твердые частицы

Мелкодисперсные частицы

Химический состав

Гидратация (разбухание глин)

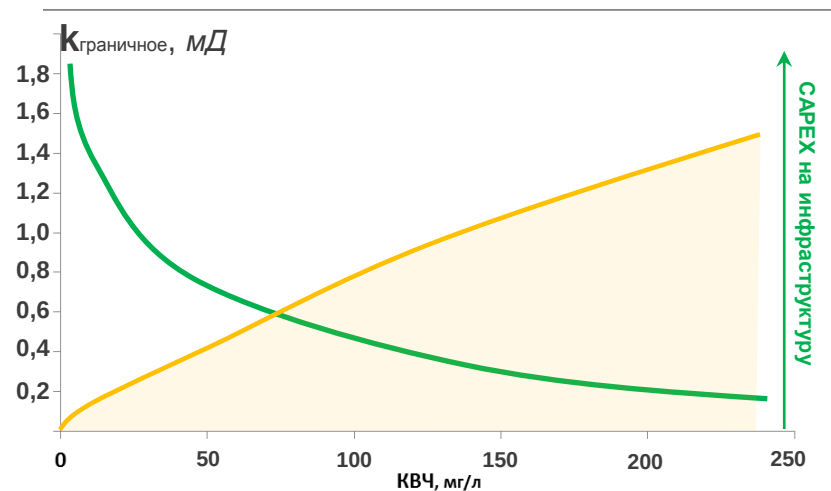
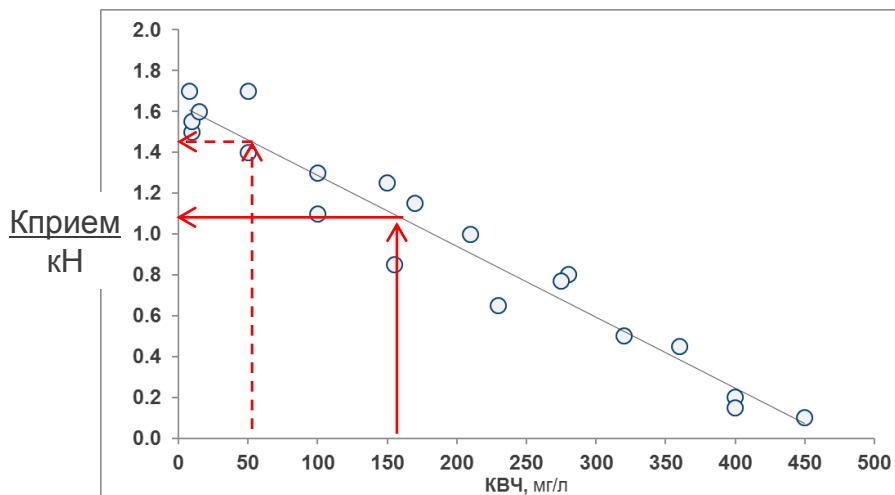
Солеобразование

Примеси УВ

Образование эмульсии

Задача оптимизации агента заводнения по мехпримесям

Фокус на эффективность очистки существующих агентов вытеснения и ПЗП



Эмпирическая зависимость удельной приемистости нагнетательных скважин Приобского месторождения в зависимости от содержания мехпримесей (КВЧ, мг/л)

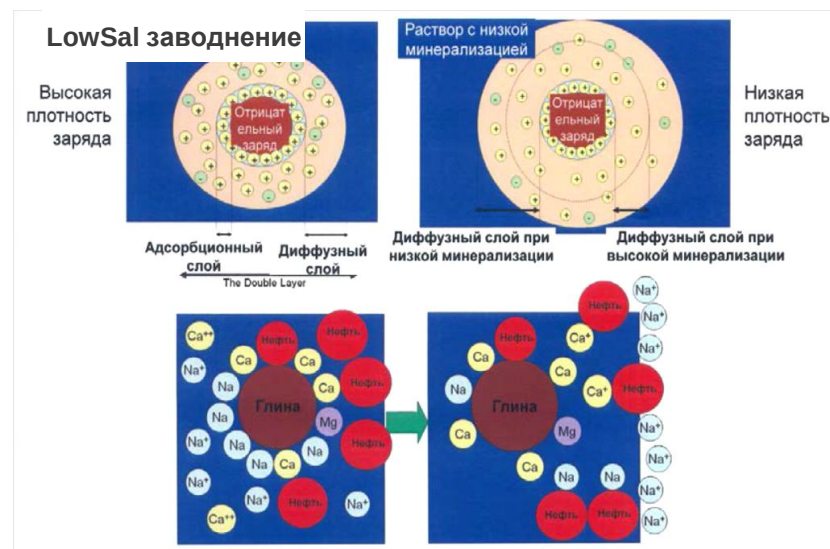


С уменьшением проницаемости пласта существенно возрастают требования к очистке агента заводнения

Задача: оптимизировать и контролировать качество подготовки агента вытеснения

Задача оптимизации агента заводнения по минерализации

Фокус на оптимальную минерализацию существующих агентов вытеснения



Влияние смены агента заводнения с соленой воды на пресную для одного из участков месторождения

Принцип действия низкоминерализованного заводнения

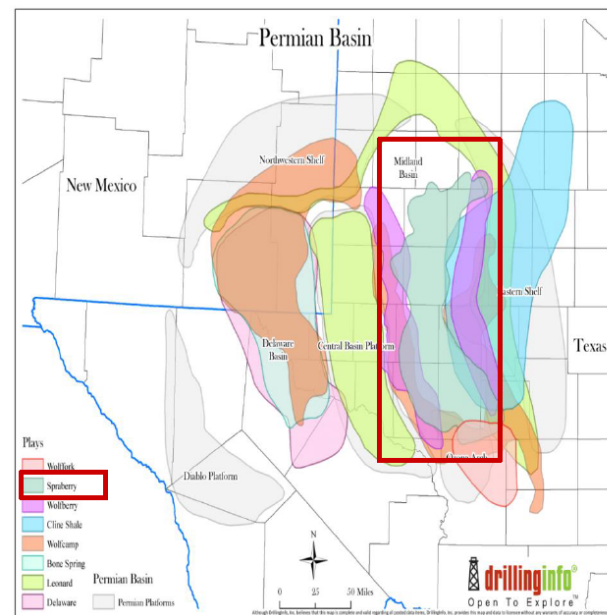
- ✓ Выбор агента вытеснения оптимально минерализованного состава позволит увеличить компенсацию по рассматриваемому участку
- ✓ Возможность применимости OptiSal заводнения позволит увеличить Квыт как при вторичном, так и при третичном вытеснении

Пример аналогов (1/2)

Месторождение Spraberry Trend, бассейн Midland, Западный Техас, США | Стратегия разработки



- 1949 ● Открытие залежи.
- 1950 ● Большинство вновь пробуренных скважин имели низкую продуктивность, согласие по вопросам разработки месторождения отсутствовало. Коллектор с естественной трещиноватостью. Использование расстояния между скважинами 40 акров невозможно, так как скважины конкурировали друг с другом.
- 1952 ● Применение ГРП в качестве нового метода со скромными результатами.
- 1960 ● Общая добыча возросла с внедрением заводнения.
- 2000 ● Закачка CO₂. Однако ~90 % изначально подсчитанных запасов Spraberry остаются в пласте из-за трудности их извлечения.
- 2009 ● Внедрение бурения горизонтальных скважин и ГРП для пластов Spraberry и Wolfcamp сделало их крупнейшим в США и вторым крупнейшим в мире нефтяным месторождением.
- 2016 ● Несмотря на кризис, бассейн Midland подтвердил свою экономическую эффективность; при этом количество скважин увеличилось на ~490 % с конца 2011 г. до октября 2016 г.: увеличение многоскважинных кустов, изменение конструкции скважин, оптимизация систем заканчивания, заключение долгосрочных договоров поставки.



Используется система ППД низкого давления для «естественного вытеснения»

Пример аналогов (2/2)

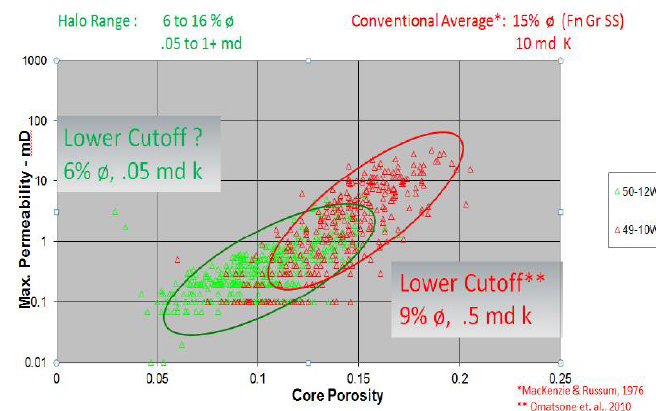
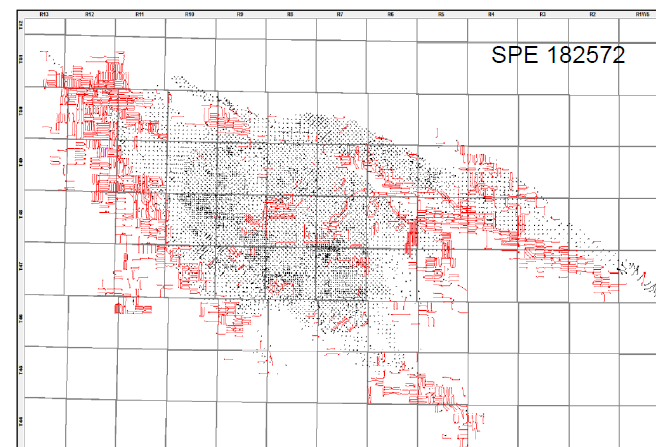
Месторождение Pembina-Garrington, Западно-Канадский бассейн, Канада | Стратегия разработки



- 1953 ● Начало добычи из вертикальных скважин в режиме истощения в традиционном коллекторе.
- 1957 ● Пробурено несколько успешных пилотных водонагнетательных скважин; внедрена система ППД в большей части месторождения.
- 1960 ● Несколько пилотных газонагнетательных скважин признаны неудачными из-за быстрого спада добычи и увеличения газового фактора.
- 1969 ● Закачка попутного газа снижена; начата закачка воды.
- 2009 ● Горизонтальные скважины с многостадийными ГРП с увеличенным горизонтальным окончанием (1600 м) в ореоле залежи, эксплуатируемые в режиме истощения; оптимизировано количество стадий (до 24); уменьшено расстояние между стадиями ГРП (80 м); оптимизировано расстояние между скважинами.
- 2014 ● Закачка воды ведется только в 15 из 1500 пробуренных горизонтальных скважин с многостадийным ГРП; расстояние между водонагнетательными и добывающими скважинами от 200 до 450 м. Очевидные эффекты пока не наблюдаются (2016 г.).
- 2016 ● Исследование методов МУН: закачка воды экономически нецелесообразна при $k \sim 0,3$ мД; наилучшая отдача при закачке азота исходя из чистого дисконтированного дохода; наилучший коэффициент извлечения при закачке CO_2 от 11 % до 23 %; естественное истощение — наилучший вариант для $k < 0,03$ мД.

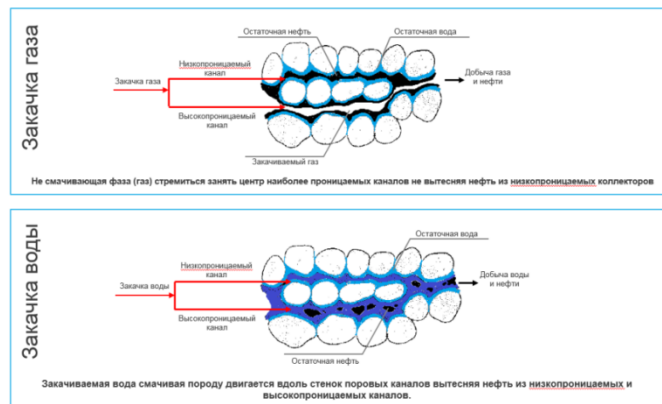
© 2017 Halliburton. Все права защищены.

11

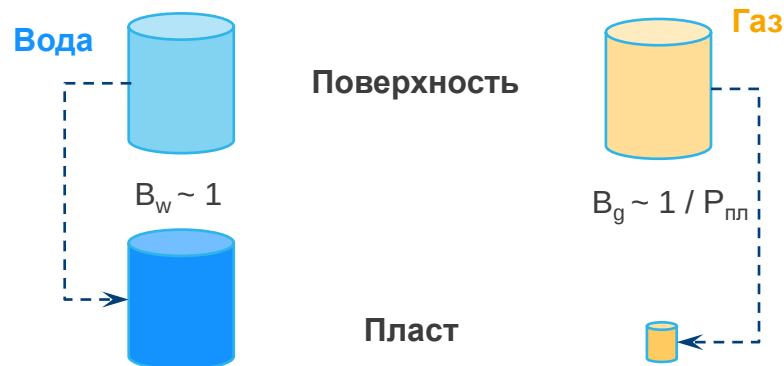


Закачка газа с целью поддержания пластового давления

- Газ вытесняет нефть из части порового пространства, не занятого водой



- Требуются значительные объемы газа из-за высокой сжимаемости



- Применим на низкопродуктивных коллекторах за счет низкой вязкости газа:

$$Q_w = \frac{kh}{J_D \mu_w} (P_{заб} - P_{пл})$$

0,3...0,5 сПз

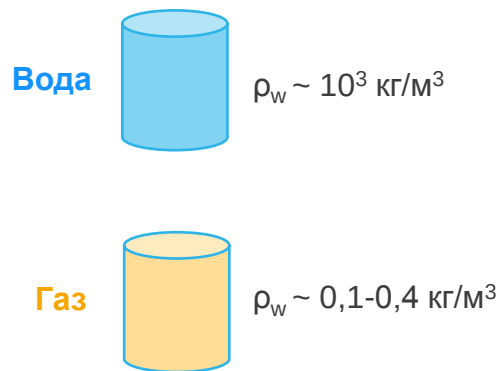
x

$$Q_g = \frac{kh}{J_D \mu_g} (P_{заб}^2 - P_{пл}^2)$$

0,01...0,08 сПз

1.3-1.8x

- Идеален для организации гравитационного режима вытеснения на мощных коллекторах



МУН: Смешивающееся вытеснение

Физические эффекты

Растворение
газа в нефти

Объемное расширение
«набухание» нефти

Давление в порах
увеличивается

Растет фазовая
подвижность/
снижается вязкость
нефти

Вытесняется часть
остаточной
неподвижной нефти

- Наиболее благоприятен для закачки в коллекторах с большой остаточной нефтенасыщенностью

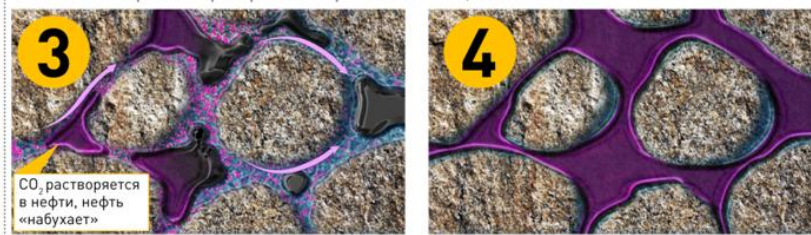


- Снижение вязкости нефти при растворении газа

Состояние порового пространства при закачке воды



Состояние порового пространства при смешивающемся вытеснении

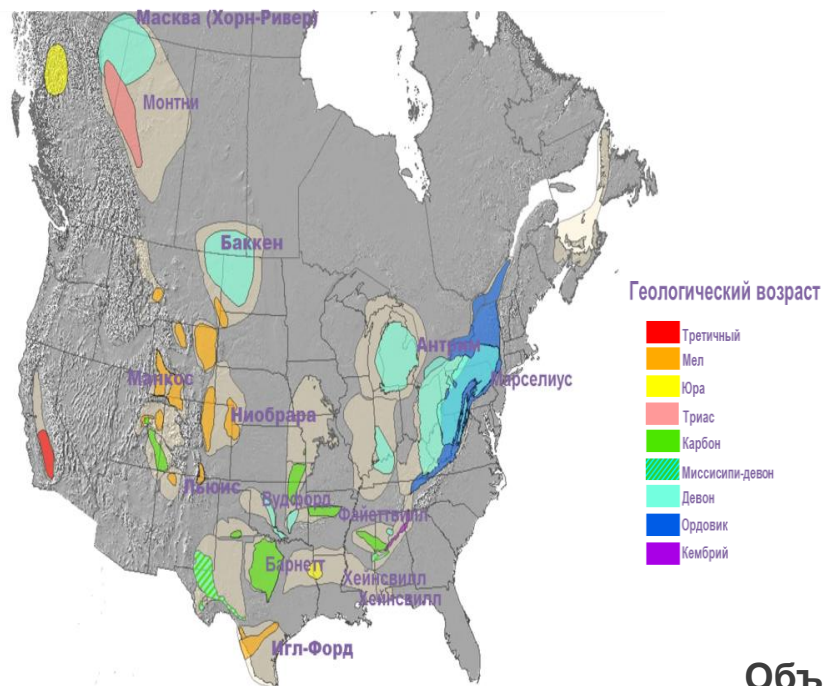


Выводы

1. Поиск эффективной технологии разработки низкопроницаемых коллекторов уже привел к массовому внедрению систем разработки ГС с МГРП
2. Опыт разработки Приобского месторождения и динамика снижения качества новых зон бурения показывают, что для эффективного ввода в разработку краевых запасов необходимо проактивно решать задачу поиска оптимальных систем разработки
3. Зарубежный опыт разработки «экстремальных» ТриЗ ($\sim 0,05$ мД) показывает успешные результаты применения режима истощения
4. В диапазоне проницаемостей $0,05 - 0,5$ мД множество новых нерешенных задач оптимизации системы разработки, режима работы залежи и агента вытеснения
5. С целью своевременной готовности ответить на эти вызовы проводится ОПР на Приобском месторождении по бурению ГС с поперечными МГРП с запуском на режиме истощения
6. Одновременно поставлена задача оптимизации агента вытеснения в двух направлениях: оптимизация состава воды и использование газа в качестве вытесняющего агента

Дополнительные слайды

Опыт разработки месторождения Баккен

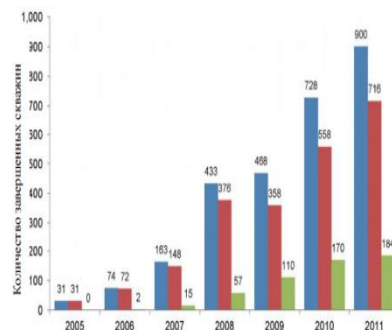


- Проницаемость ~ 0,05мД
- **Разработка ГС с МГРП на истощении**
- Средний дебит 18 т/сут, накопленная добыча нефти - 80 тыс.т на скважину
- КИН ~10% (в первый год извлекается 19% запасов, за пять лет 46%, за последующие 10 лет - 64%)

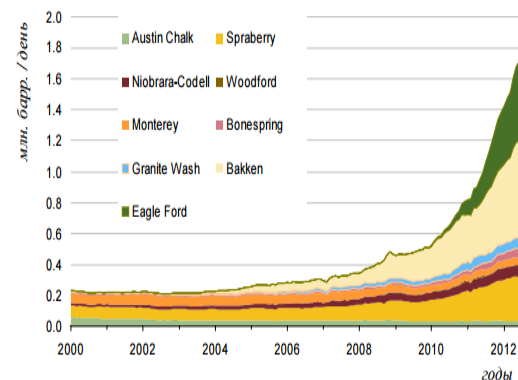
Технологии



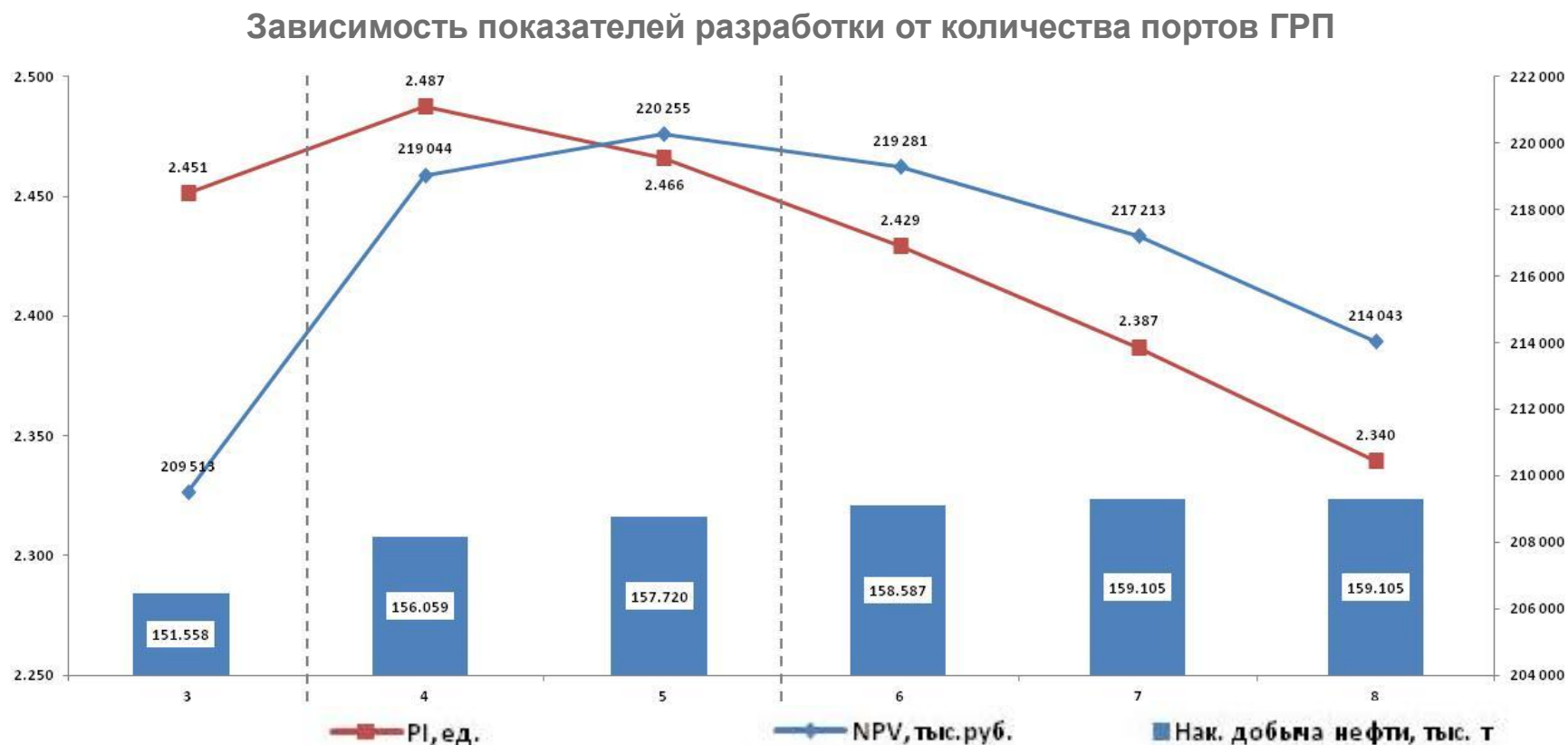
Объемы бурения (стоимостной инжиниринг)



«Сланцевая революция»



Пример оптимизации дизайна горизонтальной скважины с МГРП



Оптимальный дизайн для условий месторождения с проницаемостью
3мД – 150 м/фрак, для 1мД – 100 м/фрак