



# Основные неопределенности при изучении залежей высоковязкой нефти комплексного строения на примере разведочного объекта К, Паннонский бассейн



Сентябрь 2019

Ксения Култышева, Марина Костич

NTC NIS Naftagas d.o.o.

NIS.EU

## Содержание работ:

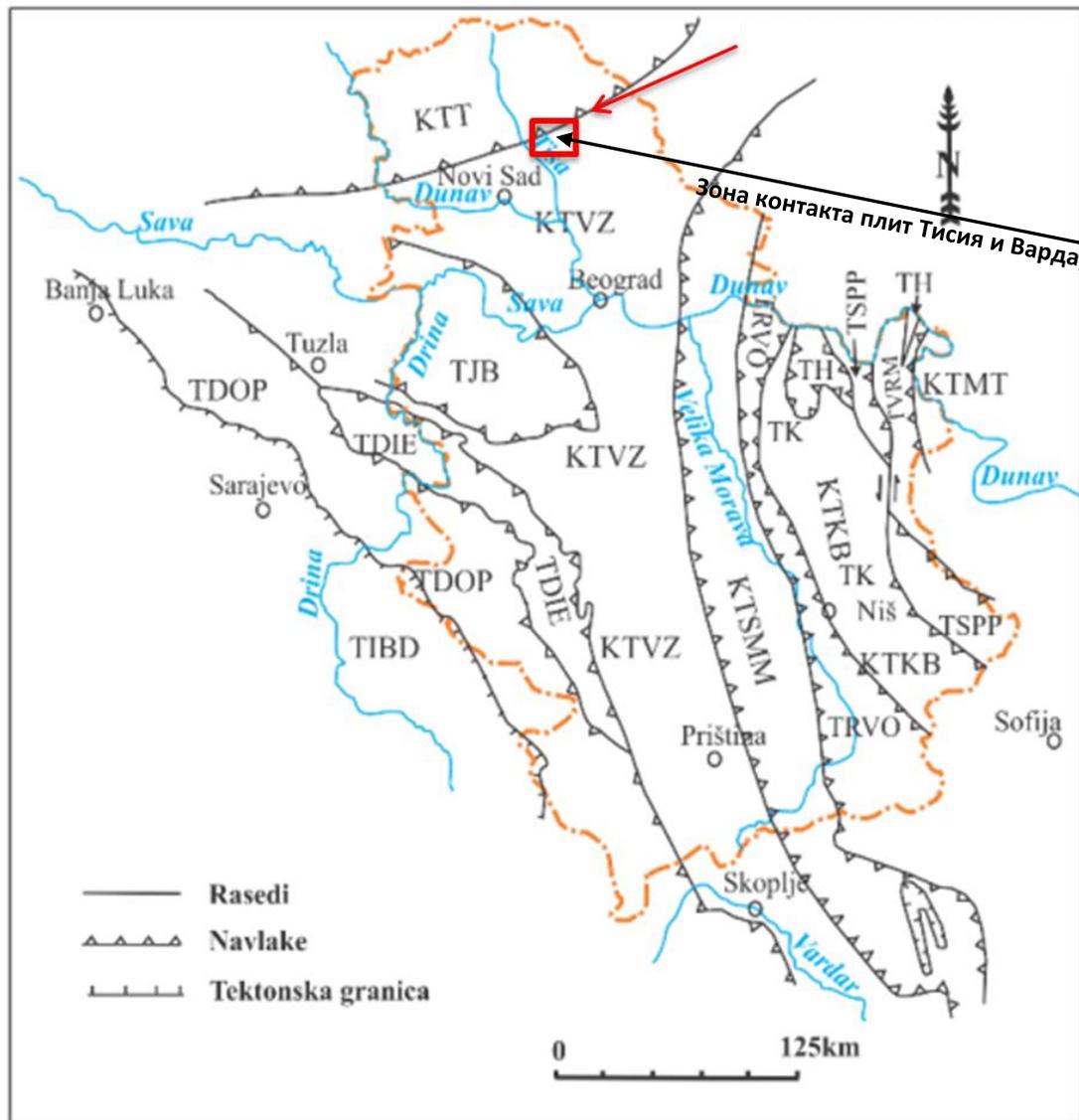
- анализ доступной геологической информации и выработка поискового критерия,
- многовариантное ГДМ,
- вероятностная оценка ресурсов,
- подготовка матрицы неопределенностей.

## Основные задачи исследования

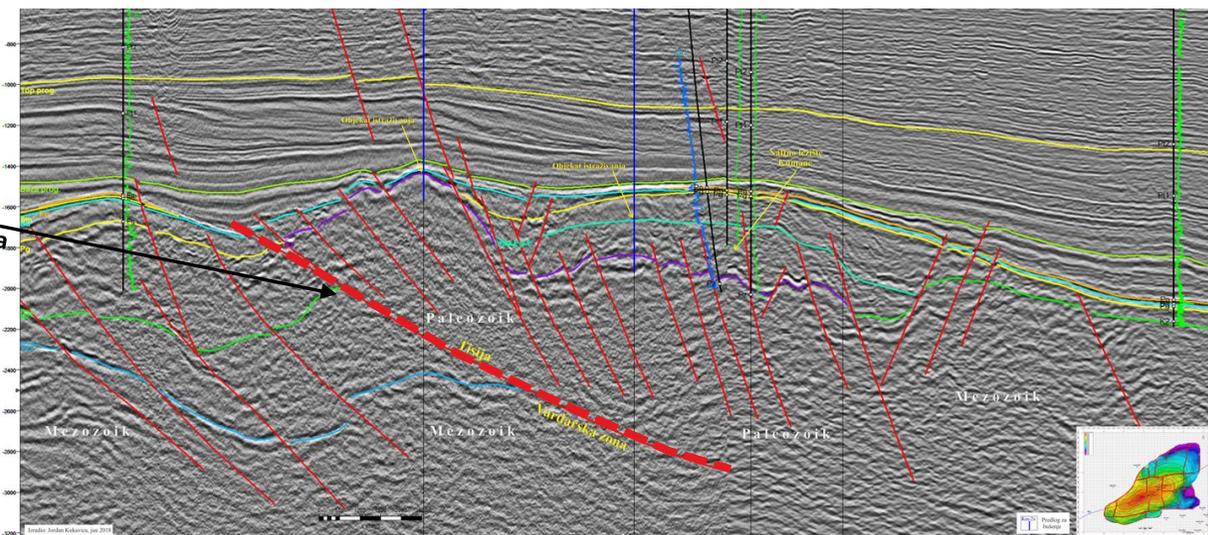
- оценка ключевых неопределенностей,
- разработка мероприятий по снятию,
- оптимизация затрат на проект.

**Актуальность** работы состоит в авторском подходе к решению задачи

# Региональная структурно-тектоническая модель



Зона контакта плит Тисия и Вардарская зона.

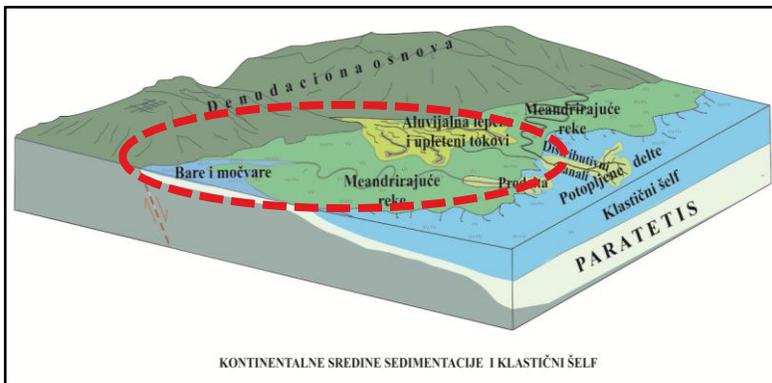


В тектоническом отношении структура К расположена на границе двух плит – Тисии и Вардарской зоны, в зоне Южного Трансильванского регионального разлома.

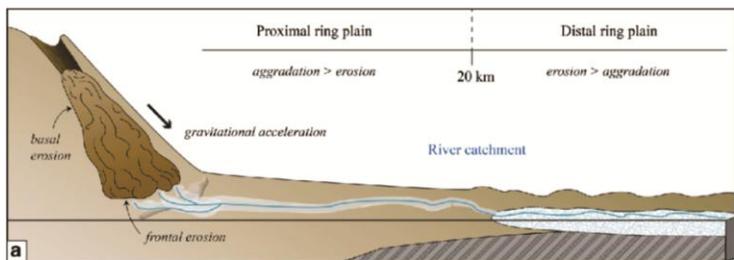
Положение обуславливает комплексный структурный план, осложненный тектоническими нарушениями.

- KTT - Композитни теран Тисиа
- KTMT - Композитни теран Межиjsка Табла
- KTKB - Композитни теран Карпато-Балканиди
- TVČM - Теран Вишка Чука Мироћ
- TSPP - Теран Стара Планина-Порећ
- TK - Теран Куќај
- TH - Теран Хомоља
- TRVO - Теран Рановац-Власина-Осогово
- KTSM - Композитни теран Српско-Македонска Маса
- KTVZ - Композитни теран Вардарска Зона
- TJB - Теран Јадарски Блок
- TDIE - Теран Дринско-Иванјички Елемент
- TDOP - Теран Динарски Офолитски Појас
- TIBD - Теран Источнoбoсанско-Дурмиторски

# Концептуальная модель



KONTINENTALNE SREDINE SEDIMENTACIJE I KLASTIČNI ŠELF



- терригенные молассовые отложения Ол-М1 возраста,
- озерные условия осадконакопления,
- несколько типов пород – конгломераты, постепенно переходящие в конгломератичные песчаники, пелитовые отложения (мелкозернистые песчаники, алевролиты, аргиллиты).

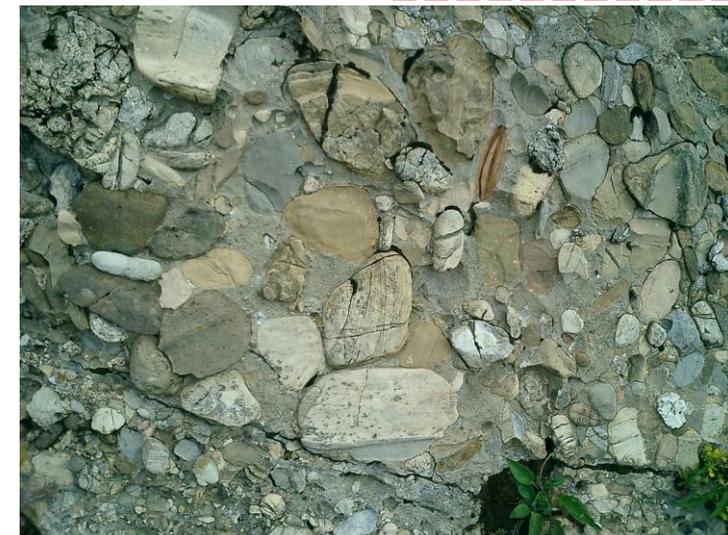
**Поисковый критерий:** лучшие коллекторские свойства и более подвижная нефть связаны с прослоями конгломератов и конгломератичных песчаников.

**Общая мощность молассовой серии 300м, а продуктивная ее часть – 10м.**

НН песчаник

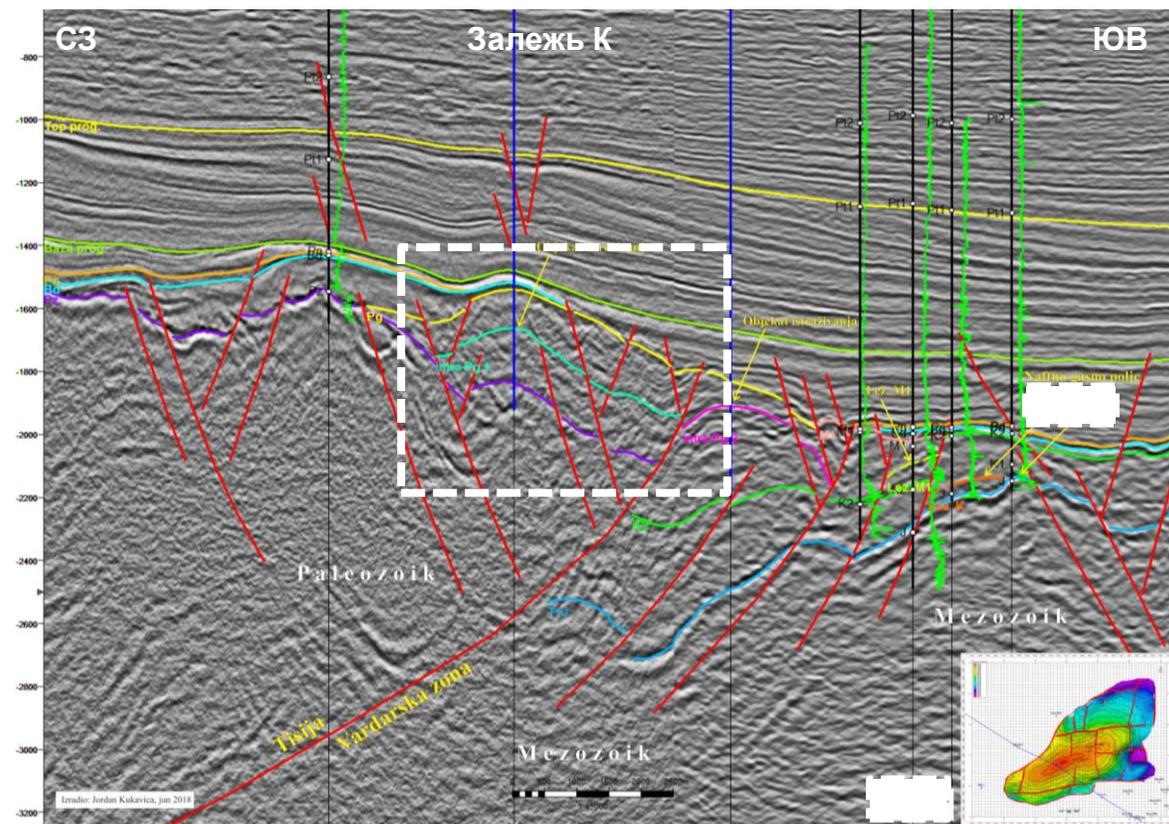
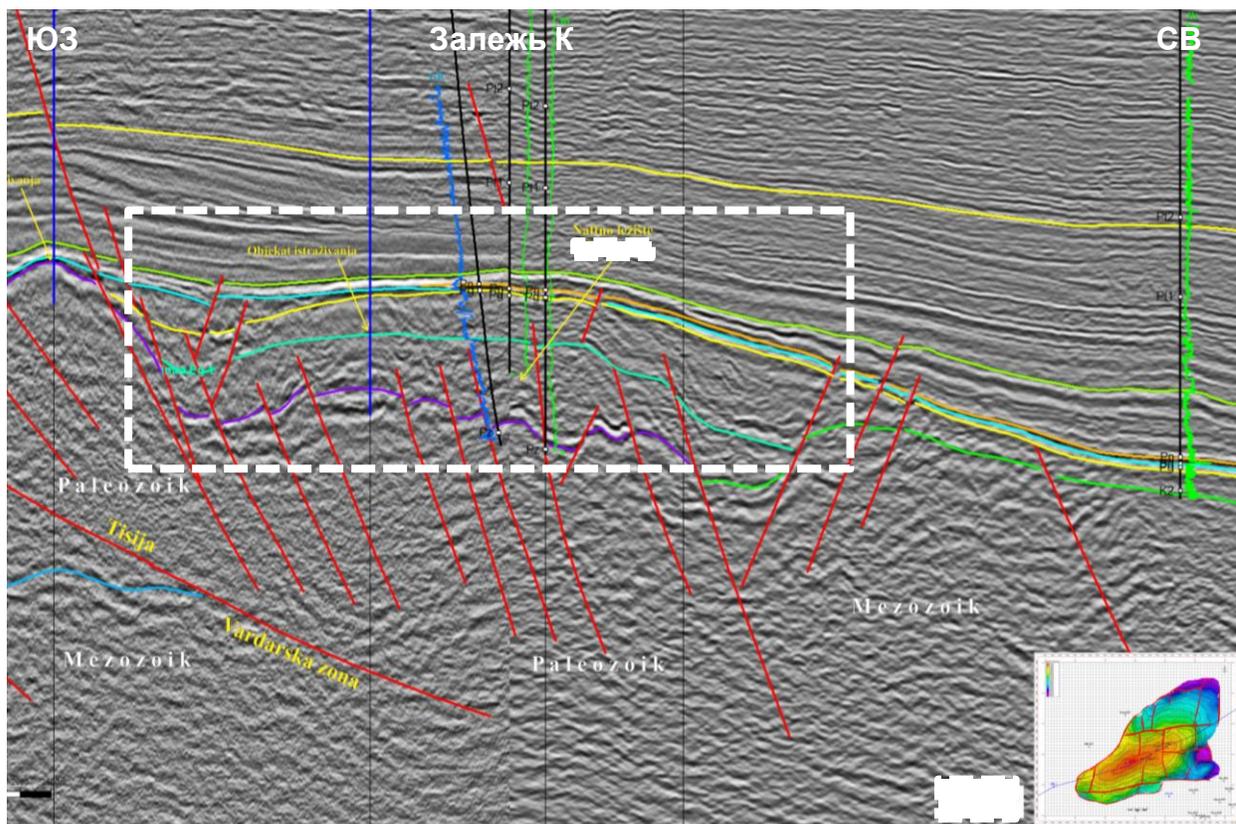


НН конгломерат

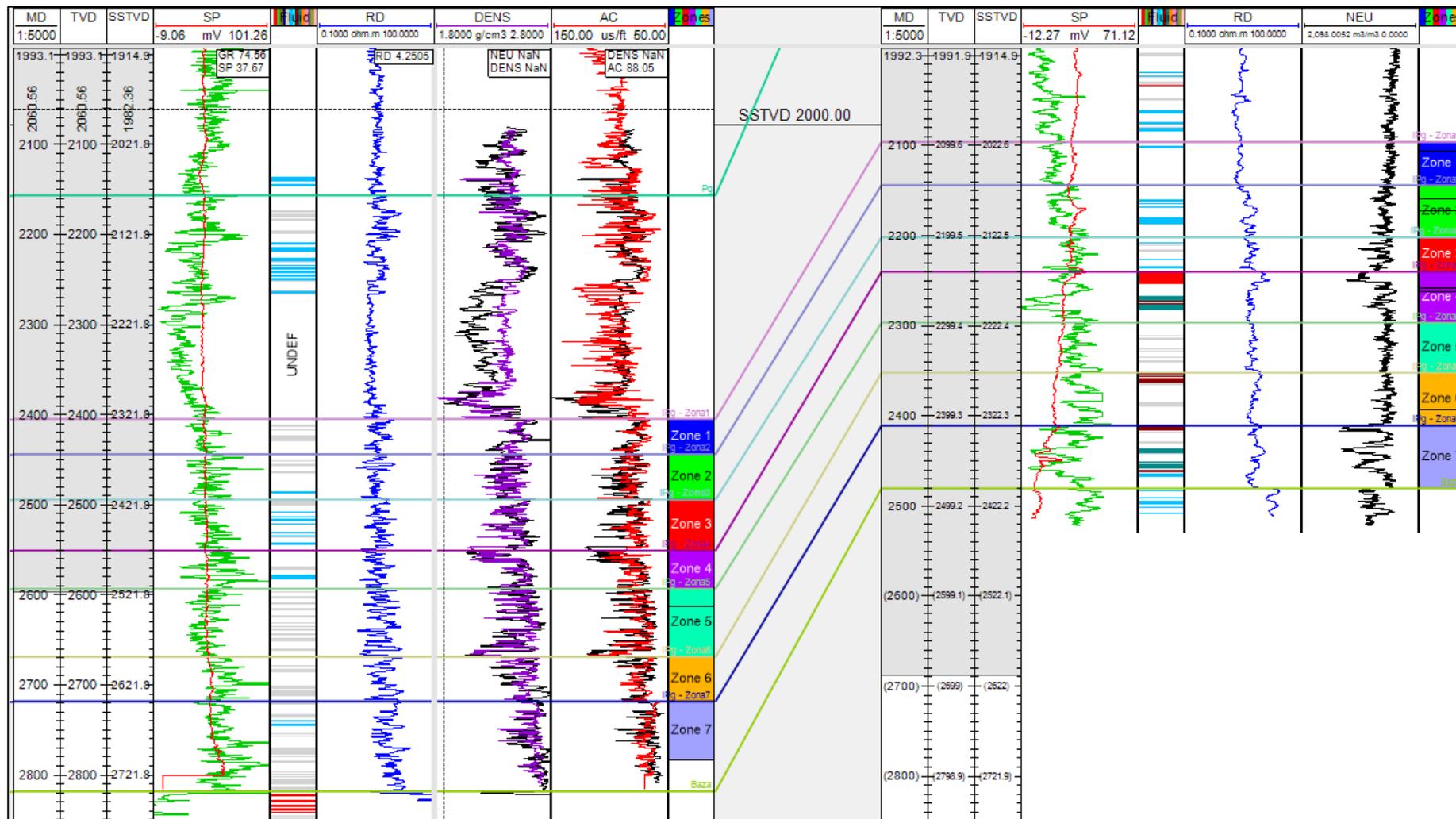


# Результаты интерпретации сейсмики

- Отложения Ол-М1 в связи с отсутствием акустических границ в осадочной толще создают в волновом поле «белый шум»
- Прослеживание отражающего горизонта, соответствующего кровле Ол-М1, производилась на основании данных ГИС и скважинной информации.
- Выделение разломов на сейсмической записи на уровне Ол-М1 затруднено в связи с характерными особенностями записи, описанными выше. Для оценки основных неопределенностей приняты только те разломы, которые можно проследить в выше- и нижележащих отложениях



# Реализация концептуальной модели в 3Д ГМ



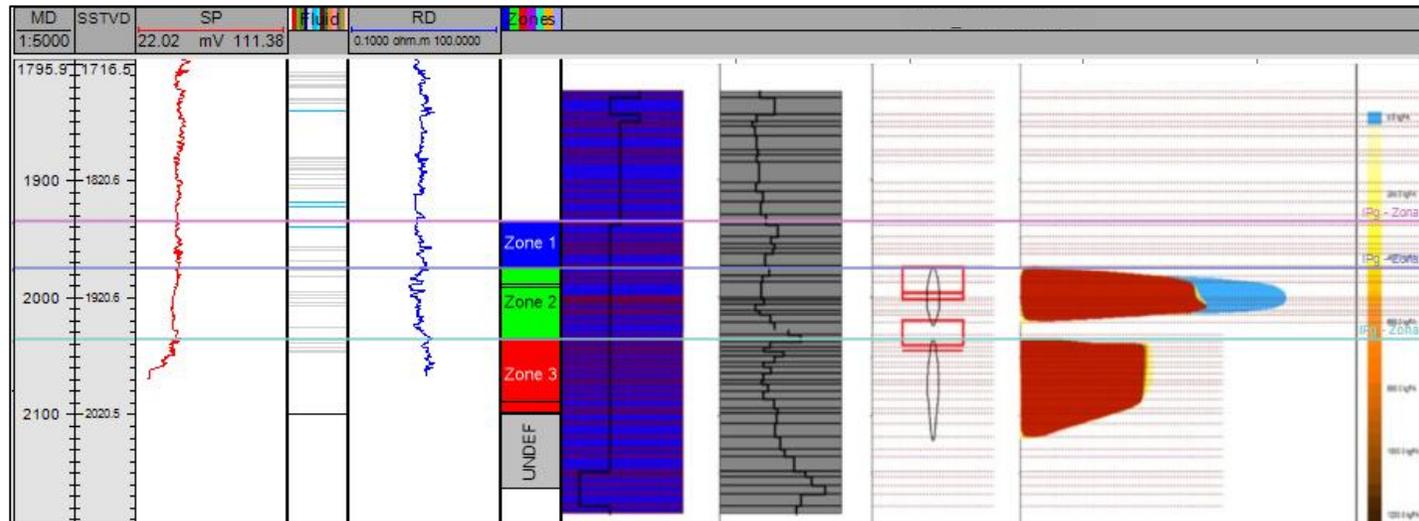
Концептуальная модель – слоистая, выделено 7 зон с различными ФЕС на основании

- Формы кривых ГИС
- Описания керна, шлама и лабораторных исследований

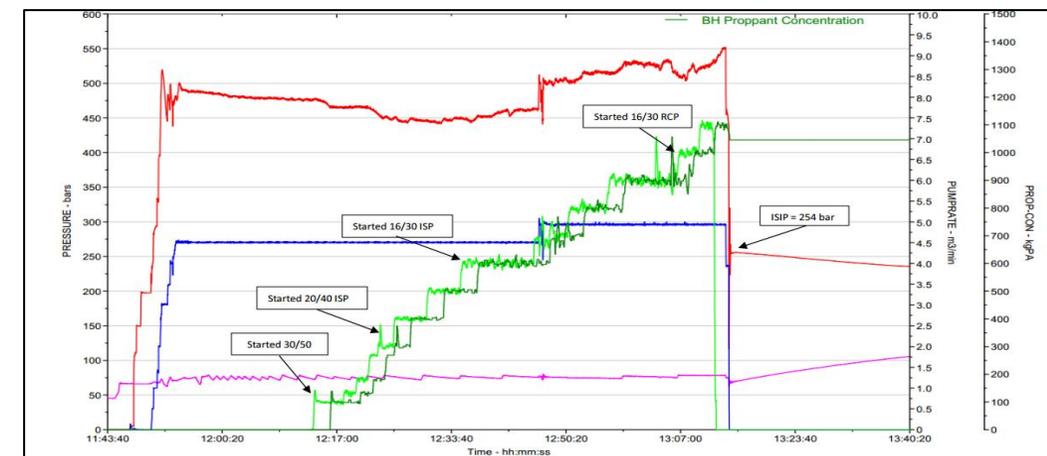
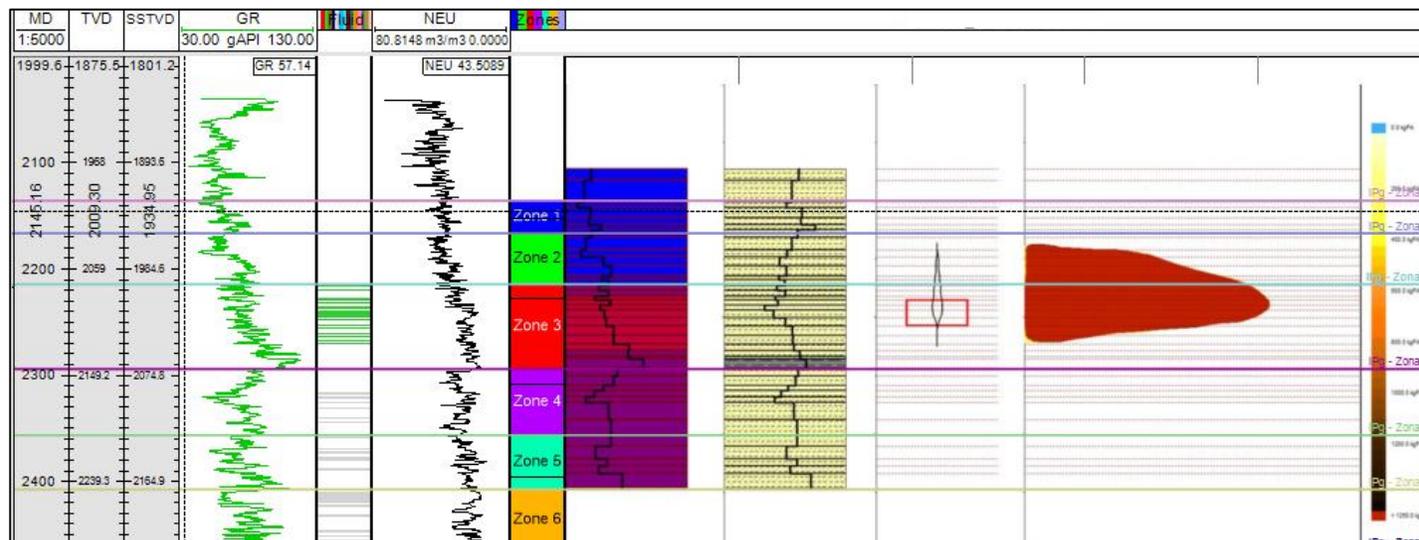
Корреляция условна в связи с тем, что основной фонд скважин охарактеризован сокращенным комплексом ГИС

В ГМ каждой зоне присвоено среднее значение песчанистости и пористости на основании исследований керна.

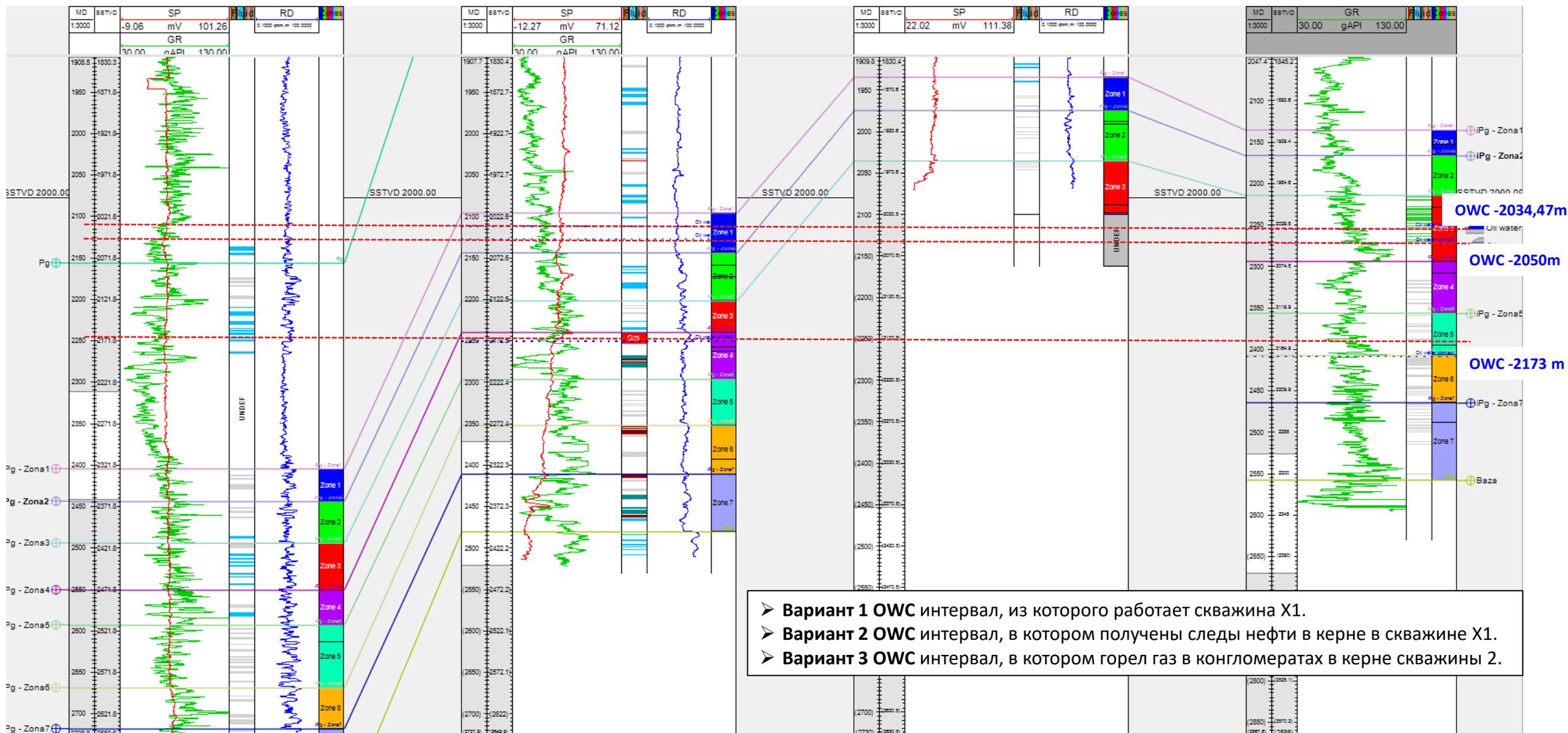
# Подтверждение зональности по результатам ГРП



- Различные тренды давлений между Stage 1 и Stage 2
- Коллектор, в котором проходил Stage 1, характеризуется значительно более плохими ФЕС, чем Stage 2
- Похожи тренды давлений Stage 2 и второй скважиной – ГРП проводился в зонах с похожими ФЕС



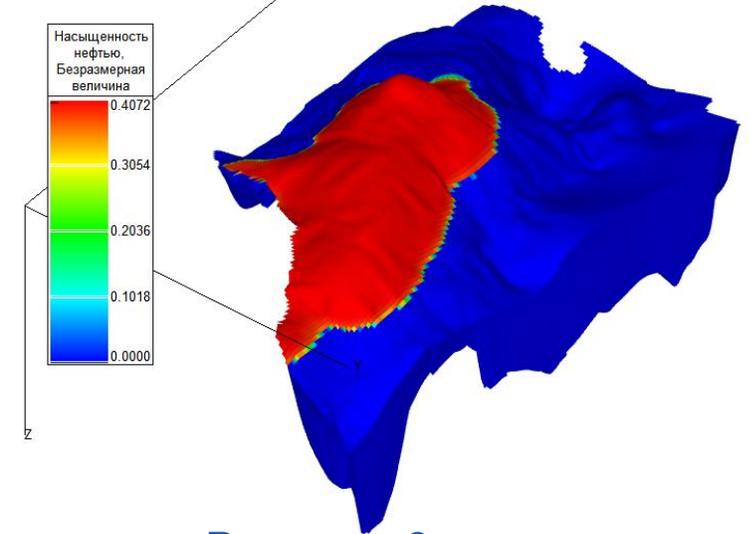
# Определение уровней ВНК



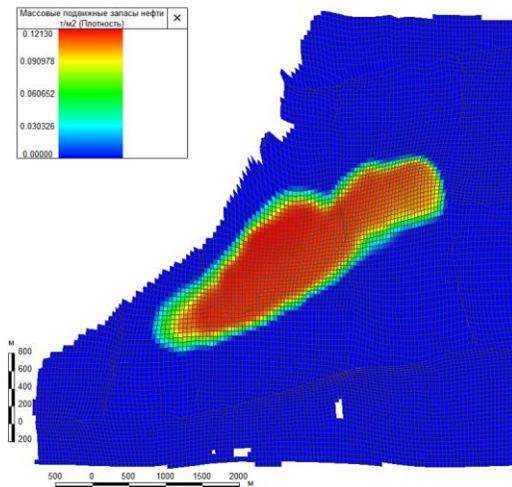
- **Вариант 1** OWC интервал, из которого работает скважина X1.
- **Вариант 2** OWC интервал, в котором получены следы нефти в керне в скважине X1.
- **Вариант 3** OWC интервал, в котором горел газ в конгломератах в керне скважины 2.

# Гидродинамическая модель

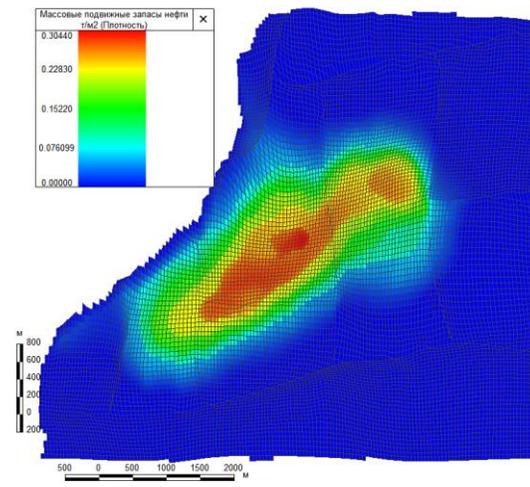
- Гидродинамическая модель создана на основе геологической модели месторождения с различными контактами и особенностями коллектора.
- Ключевые неопределённости связаны с
  - PVT свойствами пластовых флюидов,
  - ОФП, моделью насыщения,
  - режимом работы залежи,
  - наличием трещин ...



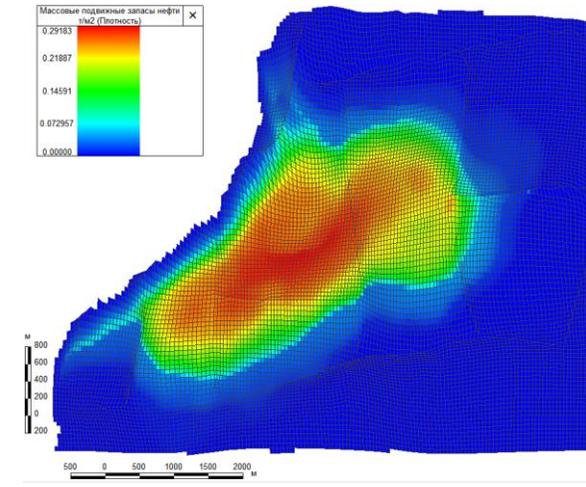
Вариант 1



Вариант 2



Вариант 3

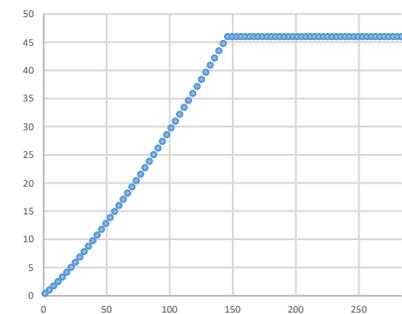


# Неопределённости в ГДМ

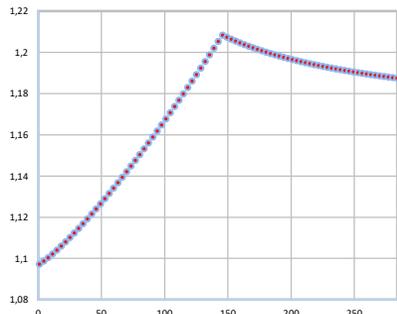
## PVT

- Рассчитаны эмпирически на основании состава нефти и газа

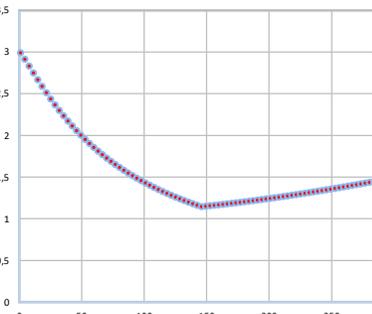
Rs m3/m3



Bo



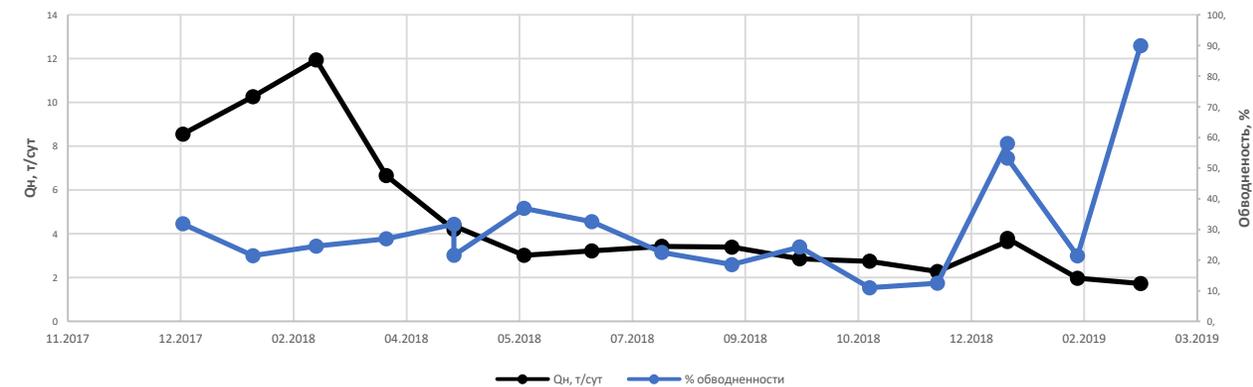
μo, mPaS



## История работы скважин

- Короткая история работы скважин и отсутствие замеров пластового давления не позволяют определить режим разработки.

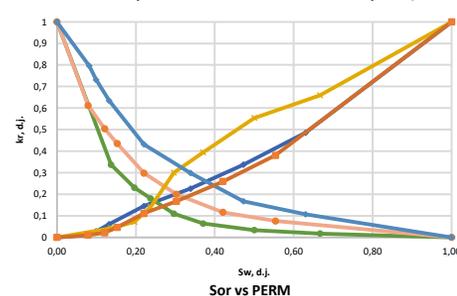
Динамика добычи



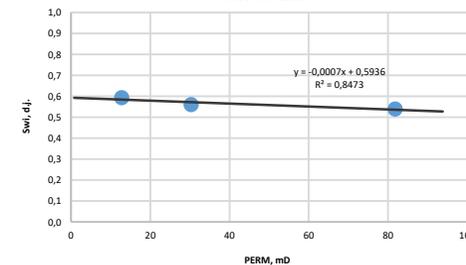
## ОФП

- Используя данные полученных в лаборатории об ОФП, насыщении, проницаемости по керну, создана модель насыщения с применением end point scaling и такая модель использована в ГДМ

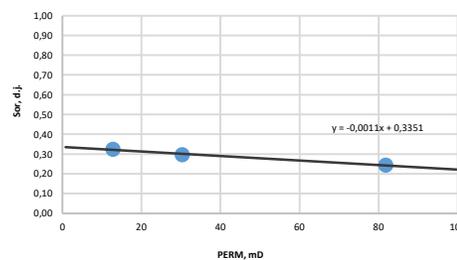
Нормализованные относительные проницаемости



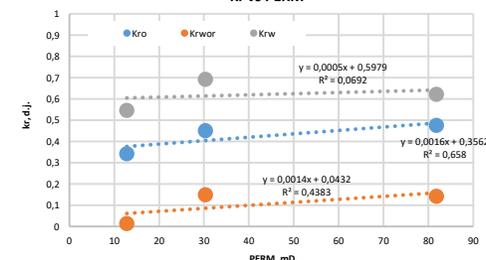
Swi vs PERM



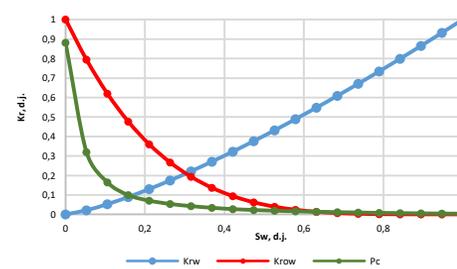
Sor vs PERM



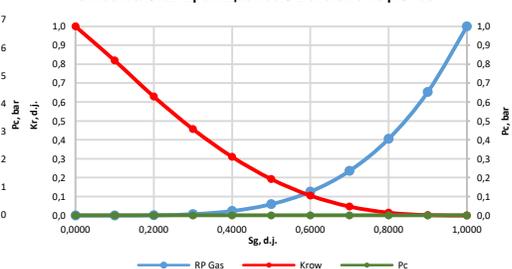
Kr vs PERM



Относительная проницаемость в системе нефть-вода



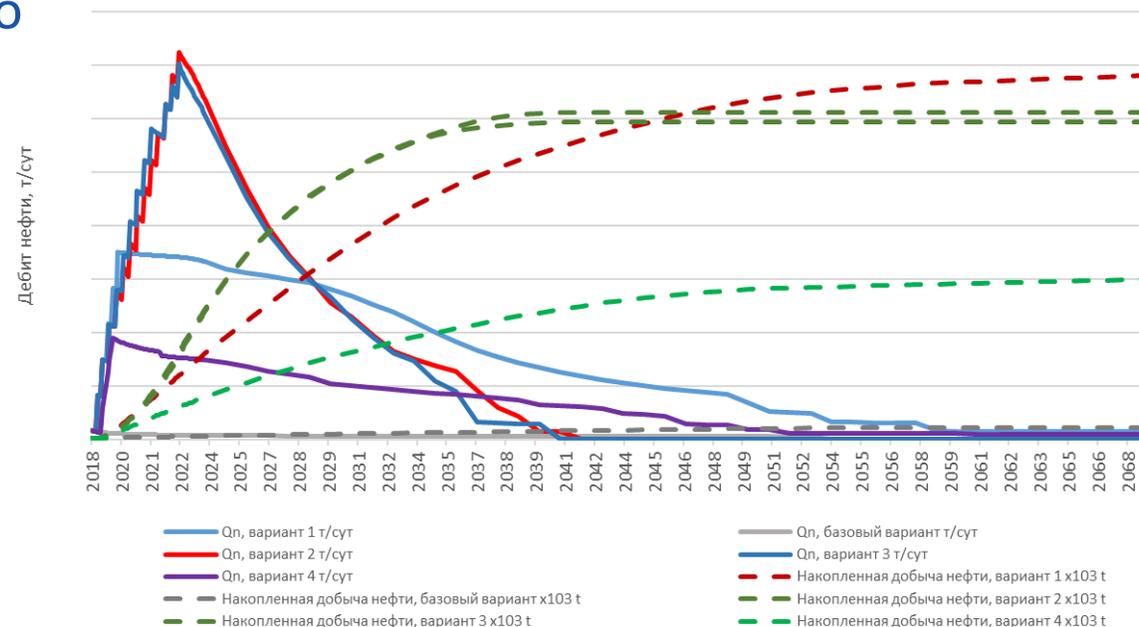
Относительная проницаемость в системе нефть-газ



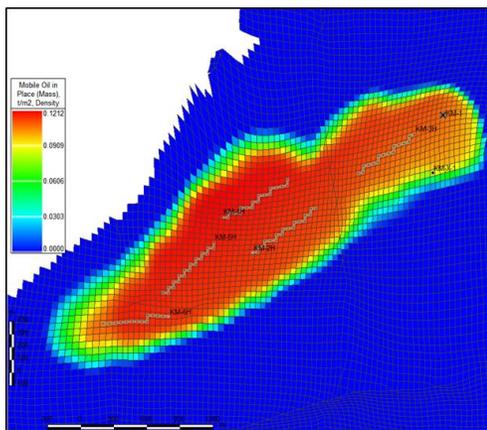
# Результаты моделирования

- Суммарно сделано 12 моделей, для каждого из 3 варианта геологической модели - 4 варианта эксплуатационной сетки с различными ориентациями и длиной горизонтальных стволов скважин.
- Для каждого варианта геологической модели выбран оптимальный вариант ГДМ.
- На диаграмме показаны результаты моделирования для одного варианта

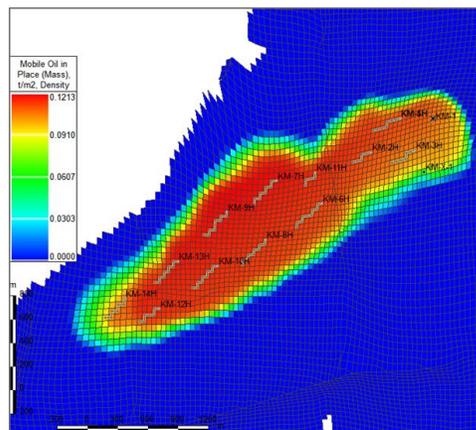
Сравнение динамики показателей разработки за вариант ВНК -2034,47м



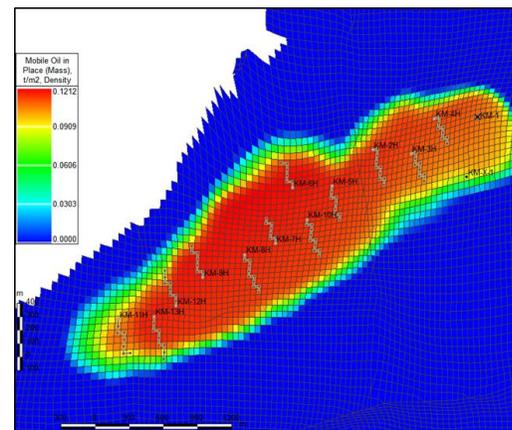
Вариант 1



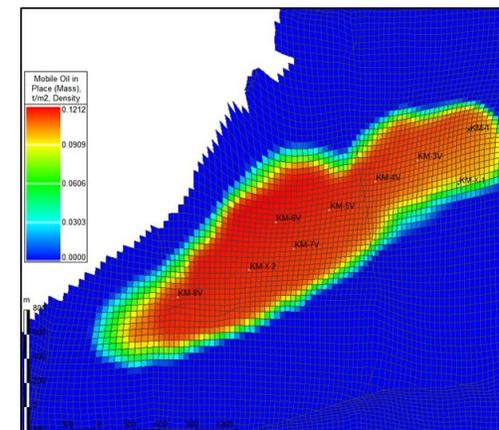
Вариант 2



Вариант 3



Вариант 4



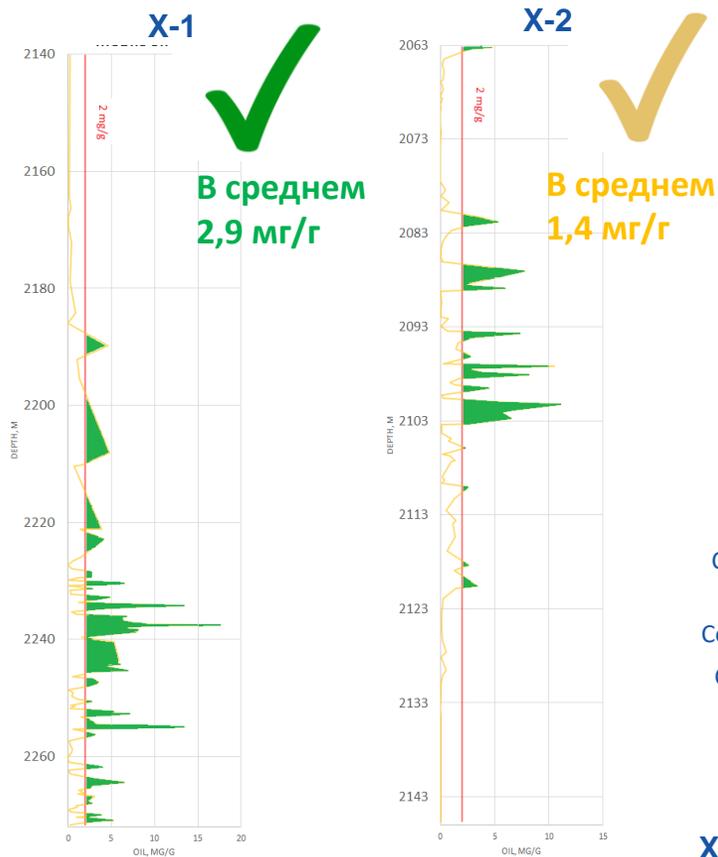
# Матрица неопределенностей

Параметр	Неопределен.	Диапазон	Проблематика	Принятые решения	Мероприятия по снятию
Геология и запасы	Структурная неопределенность	Std ±30 м	Привязка сейсмика-скважины	Скоростной закон в одной скважине на площади - Км-2. АК + плотностной - в 2 скв (Кmj, Kmz), АК - в Км-Х1	Проведение АК и плотностного каротажа в новых скважинах
			Выделяемый продуктивный горизонт не привязан к четко прослеживаемому отражению	Состав пласта создает сейсмическую картину, на которой не выделяются отражения	Подключить к интерпретации данные 2Д профилей
			Положение тектонических нарушений и их проводимость	Месторождение расположено на краях 3Д кубов в зоне слабого перекрытия	
	Положение ВНК	±140 м	Не удавалось добиться стабильного притока флюида в связи с особенностями состава нефти (высокая вязкость, застывание нефти на поверхности)	ВНК определен условно по результатам испытания скв.К-1 и данным керна	Проведение испытаний новых скважин Геохимические исследования для определения интервалов с подвижной нефтью
	Песчаность (NTG)	0.11-0.44 0.64	Продуктивные отложения представлены озерными молассами, продуктивна часть, представленная конгломератами	По ограниченному комплексу ГИС невозможно выделить продуктивную часть отложений, точно определена только в К-1	Расширенный комплекс ГИС в новых скважинах и отбор керна из всего продуктивного интервала
	Петрофизическая модель (Кп, Кн)	Кп 0.003-0.199 Кн 0.41-0.46	Комплекс ГИС не позволяет выделить интервалы коллектора	Выделены интервалы с возможными улучшенными ФЕС на основании данных керна и мастерлога в скважине К-1	Расширенный комплекс ГИС в новых скважинах
Комплекс ГИС старого фонда не позволяет провести количественную оценку параметров пласта				Проведена качественная оценка свойств, учтены результаты исследований керна	Отбор и исследование керна Построение петрофизической модели
PVT - модель пластовых флюидов	Плотн 0.859-0.984 Газосод 46 Во 1.18113	PVT пробы не отбирались, есть поверхностная проба	Аналог - Зренянин Север Во рассчитан корреляцией (Студия 2010)	Исследование проб нефти и воды. Построение PVT модели	
Стартовый дебит	Эффективная мощность	Std ±10 м	Определена условно	Выделены интервалы с возможными улучшенными ФЕС на основании данных керна и мастерлога в скважине К-1	Расширенный комплекс ГИС в новых скважинах и отбор керна Построение сейсмофациальной модели
	Проницаемость	Std ±23 мД	Определена на основании исследований керна		Построение петрофизической модели. Исследования керна Эксплуатация скважин. Проведение ГДИС
	Забойное давление	50 - 200 атм	Зависит от Kh, типа скважины (вертикальная, горизонтальная)	Расчет на полученных картах Kh с выбранными параметрами дебита по жидкости	Построение петрофизической модели. Эксплуатация скважин. Проведение ГДИС
Темп падения	ОФП по воде	при Кно 0.04-0.3 при Кв=1 0.1-0.8	Определена на основании исследований керна	Использовать данные лабораторных исследований	Керновые исследования
	Кv/Kh	0.001-1	Отсутствие достаточного количества керновых исследований на ориентированном керне и литофациальной модели	Расчет нескольких вариантов ГД модели	Исследование ориентированного керна
	Кно	0.25 - 0.33	Определена на основании исследований керна	Использовать данные лабораторных исследований	Керновые исследования, построение петрофизической модели, построение литофациальной модели
	Динамика обводнения	Std ± 10%	Отсутствие продолжительной истории добычи	Использование ГДМ для прогноза	Определение профиля притока по действующим скважинам. Корректные замеры добычи по действующему фонду.

На основании матрицы разработана стратегия развития проекта и сбора оптимального количества информации, снимающей неопределенности, но не увеличивающей в разы затраты на проект.

# Результаты бурения горизонтального участка X-2

## Содержание подвижной нефти в породе



	X-1	X-2
Свечение керна в УВ	яркое	пятнистое
Содержание подвижной нефти, мг/г	2.9	1.4
Содержание битума, мг/г	1.2	1.1
Содержание урана, ppm	6	13
Пористость, %	12	9.6
Проницаемость, мД	макс 86 ср 12	макс 1.7 ср 0.5

- Достаточное содержание подвижной нефти – первое условие промышленной нефтеносности коллектора
- Согласно результатам геохимии в X-1 вдвое меньшее содержание подвижных компонент, чем в X-2, в горизонтальном стволе подвижные компоненты нефти практически отсутствуют
- Ввиду отсутствия полного комплекса ГИС, параметры пласта получены только по керновым исследованиям
- Эффективная мощность на X-1 в три раза выше, чем на X-2
- Средняя проницаемость по ст. образцам X-1 значительно (>20 раз) превосходит X-2, при том что пористость превышает всего на 2,4% - поры заполнены битумом

### Заключение по проекту:

- Одной разведочной скважины в новом блоке при столь низком качестве входных данных, и высоких геологических неопределенностях оказалось недостаточно
- Блок 2 практически полностью состоит из незрелой материнской породы
- На основании полученных данных скорректирована матрица неопределенностей и подготовлен план доизучения Блока 1

Структурная карта кровли продуктивной части пласта Ол-М1

