

АНАЛИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ НОВЫХ ДАННЫХ пример месторождения Л Паннонского бассейна

Е.Харыба, С.Шешум, J.Кукавица, М.Драгосавац,
Е.Цуканова, Л.Маленчић, М.Пилипенко, Л.Стулов

НТЦ НИС-Нафтагас д.о.о.

РФ, Краснодарский край, Анапа, 24-26 сентября 2019

XIX научно-практическая конференция
ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Организатор
Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Краткие сведения об объекте исследований

Нефтяное месторождение

Северо-восточная часть Республики Сербия

Первые скважины проектированы в период 1942-1949г.г.

Залежь в отложениях олигоцен-миоцена - 1953г.

1953-1958г.г. – 19 скважин, в разработке с 1958г.

Залежь в породах фундамента – 1976г.

1977-1982г.г. – 6 скважин

2017-2018г.г. – 3 скважины

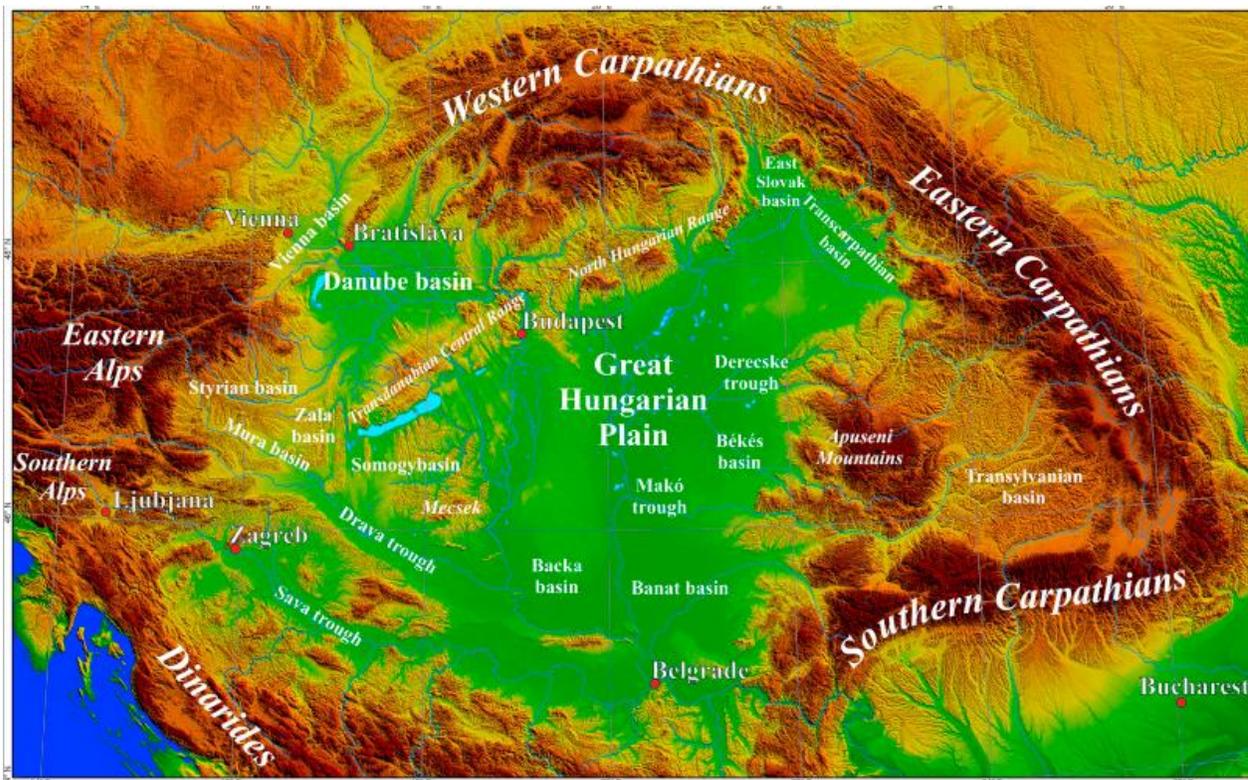
2019г. – 1 скважина



До бурения 2017-2019г.г. из 26 скважин, пробуренных на месторождении, 16 с нефтепроявлениями и только 10 в добыче

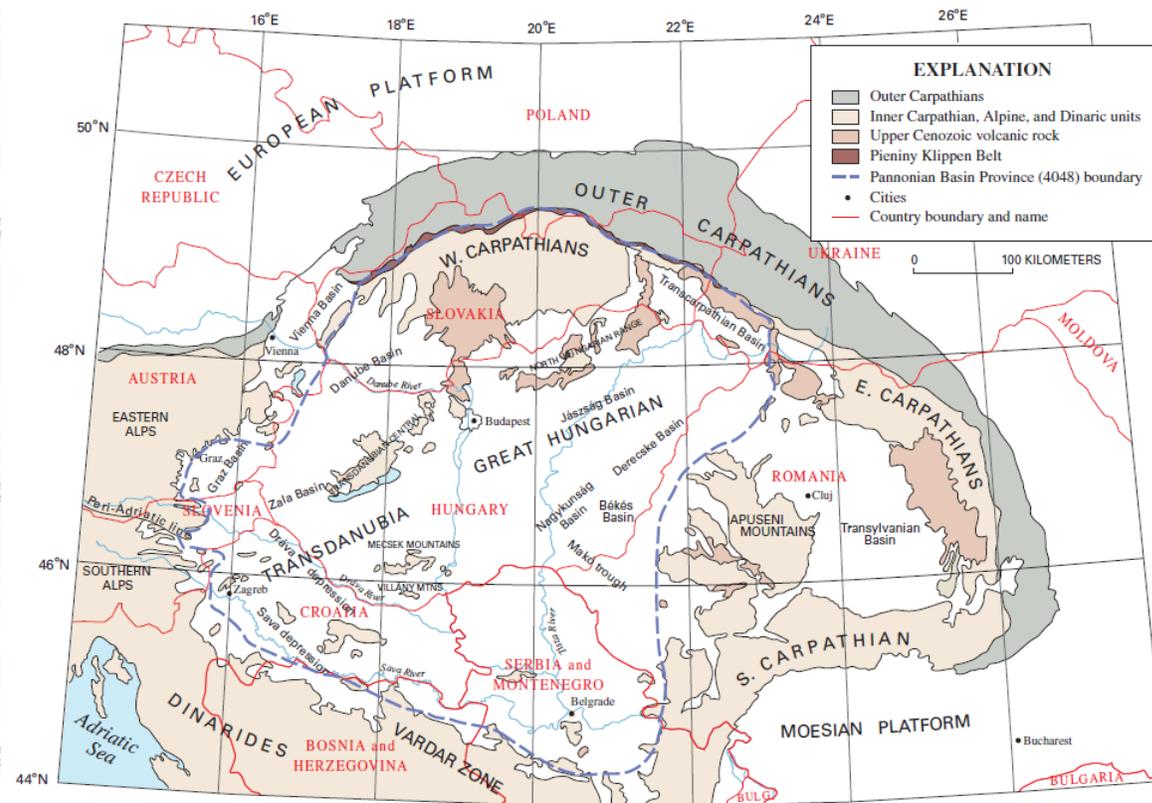
Паннонский бассейн

Паннонский нефтегазовый бассейн - сложный протяженный бассейн неогеновой эпохи, охватывающий палеогеновые бассейны и внутренние элементы большого Альпийского складчатого пояса.



600 км З - В, 500 км С - Ю, исключая Трансильванский и Веннский Бассейны

Месторождение Л приурочено к юго-восточной части Паннонского бассейна



Особенности. Проблемы.

Особенности

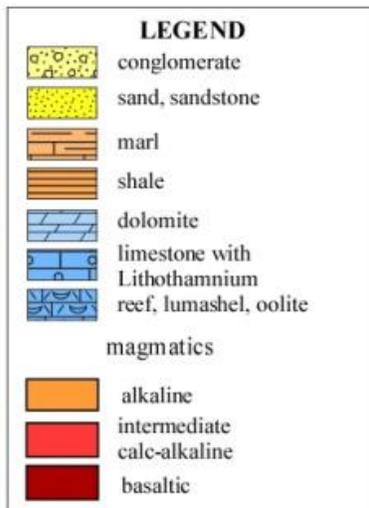
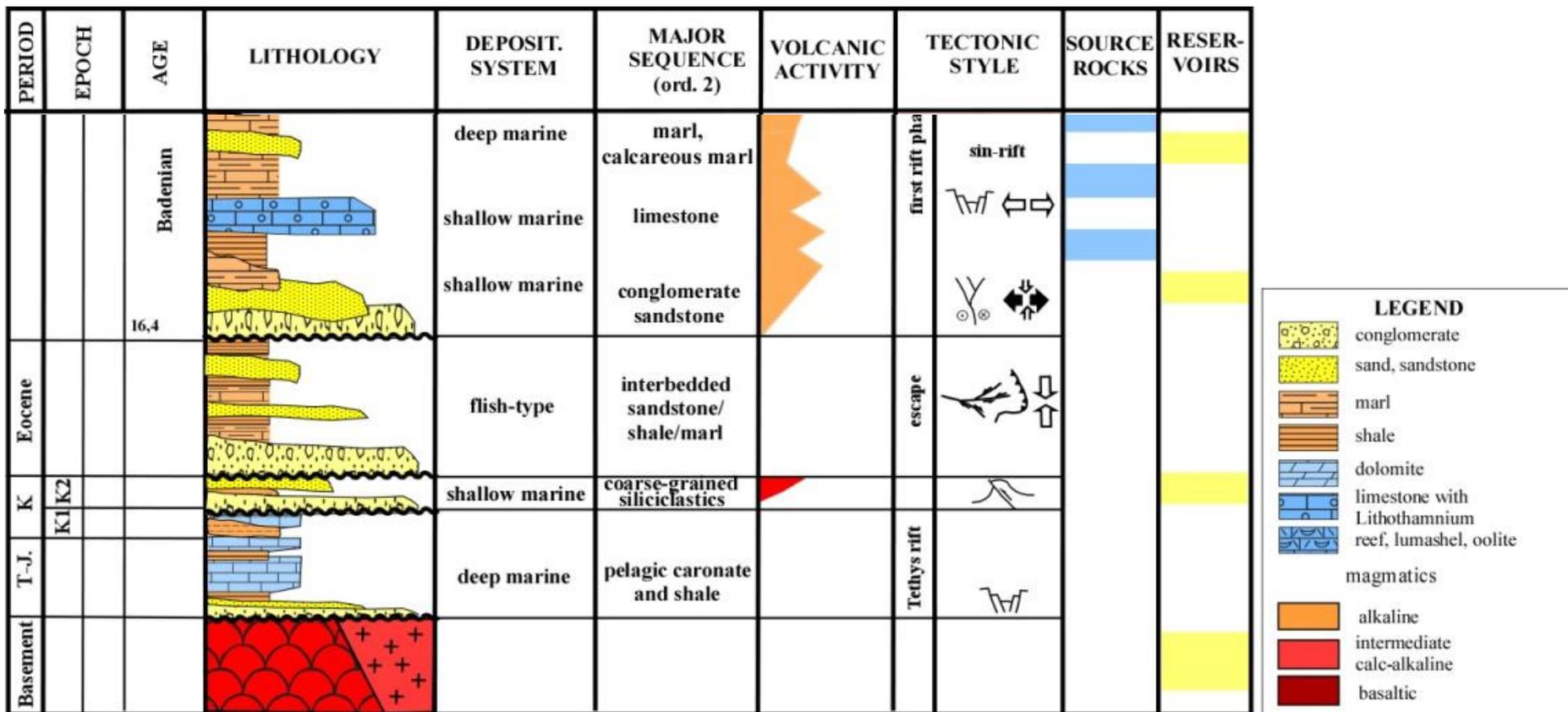
Пластовая температура 62 °С
Начальное пластовое давление 106,95 бар
Давление насыщения 81,06 бар
Несвязанность залежей в отложениях олигоцена и миоцена и метаморфических породах фундамента
Блоковое строение
Неоднородность коллекторов
Мощный водонапорный горизонт в фундаменте
Характеристика нефти:
Недонасыщенная тяжелая (922-930кг/м³ при 15°С),
высокопарафинистая 18.9% высоковязкая нефть
35мПа*с (JUS В.Н0.501)
M > 1

Проблемы разработки

- Неравномерное дренирование по объектам и залежам
- Неоднородность распределения продуктивности скважин
- Неравномерная картина обводнения по разным объектам
- Старый фонд скважин (проблемы с негерметичностью колонны в старых скважинах)
- Недостаток измерений пластового давления в ходе разработки
- Распределение добычи между объектами по отдельным скважинам

Высокая степень неоднородности коллекторов

Продуктивные горизонты приурочены к трещиноватому / выветренному фундаменту и несвязанным миоценовым и олигоценным песчаникам и конгломератам на глубинах от 880 до 1200 м. (отн.отм)



Vd песчаники и конгломераты

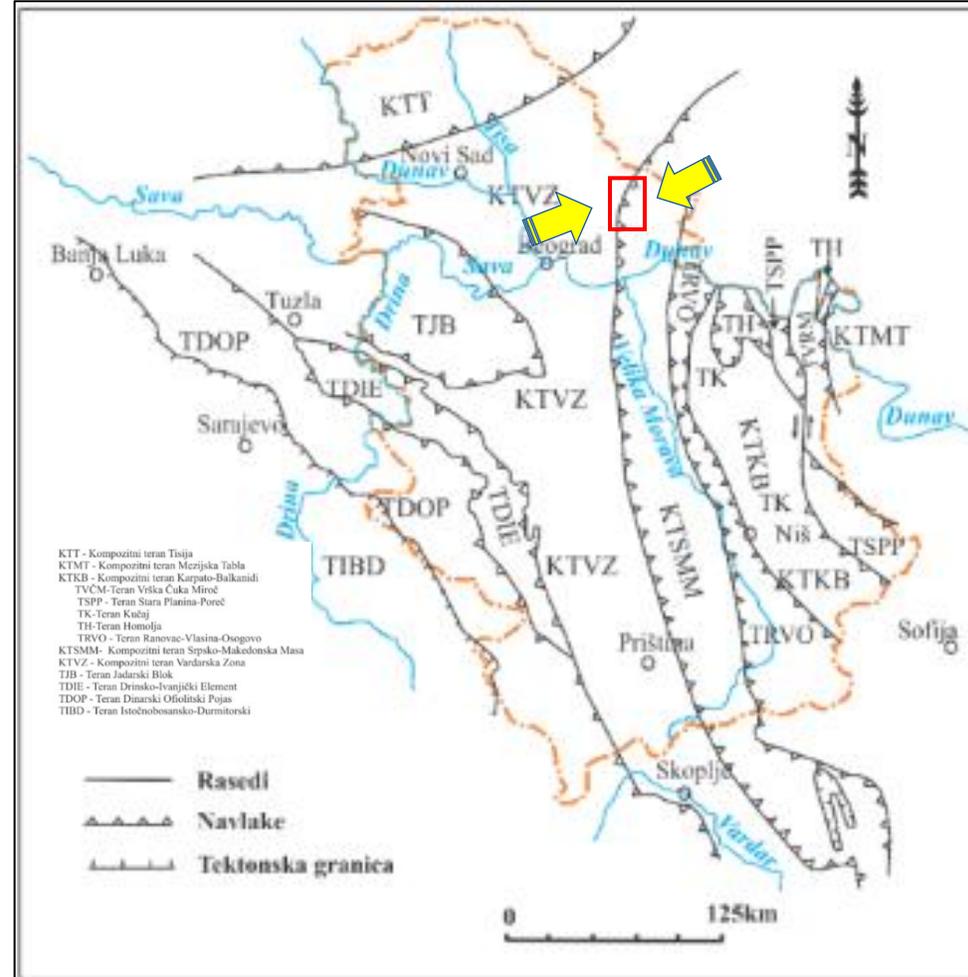
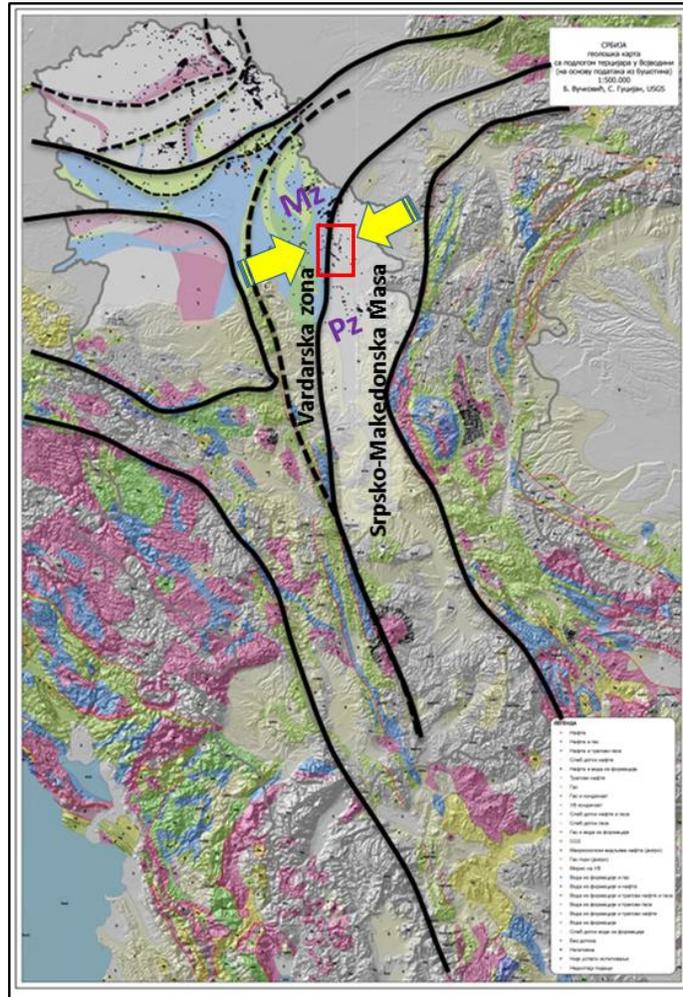
O13-M1 плохо сортированные конгломераты, песчаники, алевролиты и мергели

J1 трещиноватые амфиболиты, амфиболитовые брекчии и элементы коры выветривания

Синтетическая лито-стратиграфическая колонка Паннонского бассейна

Royden 1983, Csontos 1995

Структурно-тектонический фактор



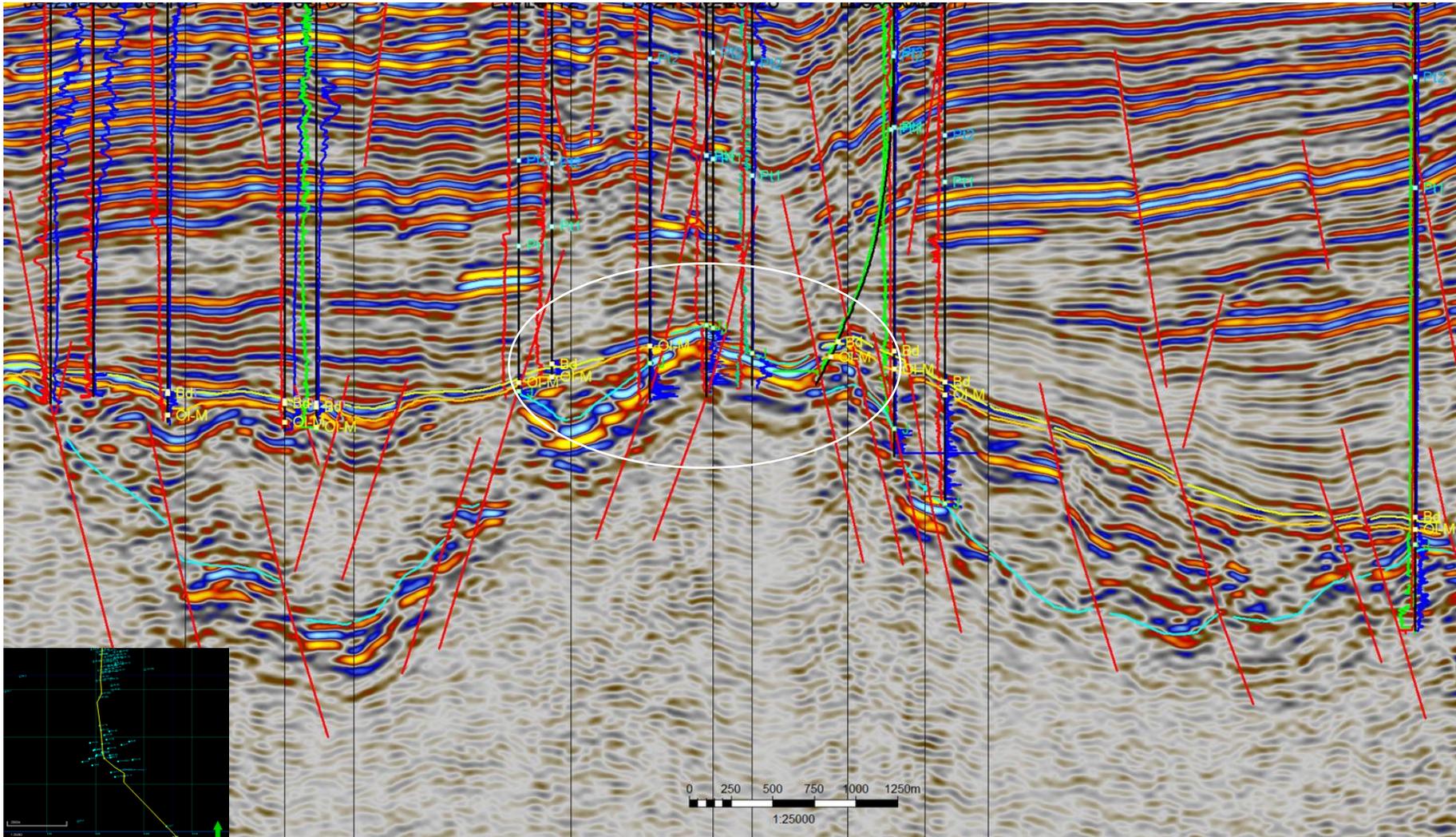
Донеогенове основања на истражујемој територији састављају две тектоностратиграфичке јединице: **Srpsko-makedonska masa** (прекамбријски и старијепалеозојски метаморфни и магматски комплекс) и **Vardarska zona** (јурски офиолити).

Структурно-тектонический фактор

С

Нефтяное месторождение Л

Ю

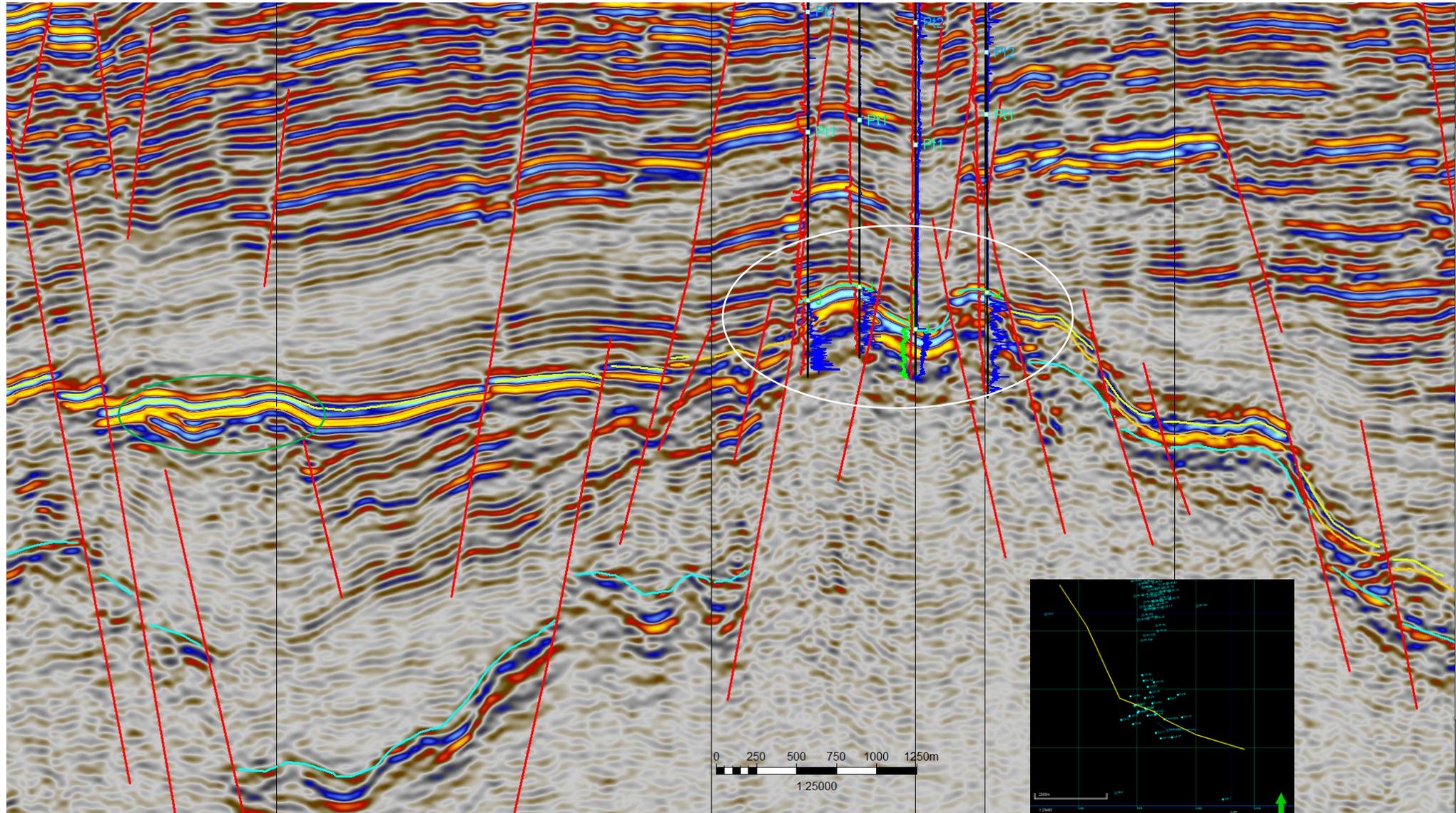


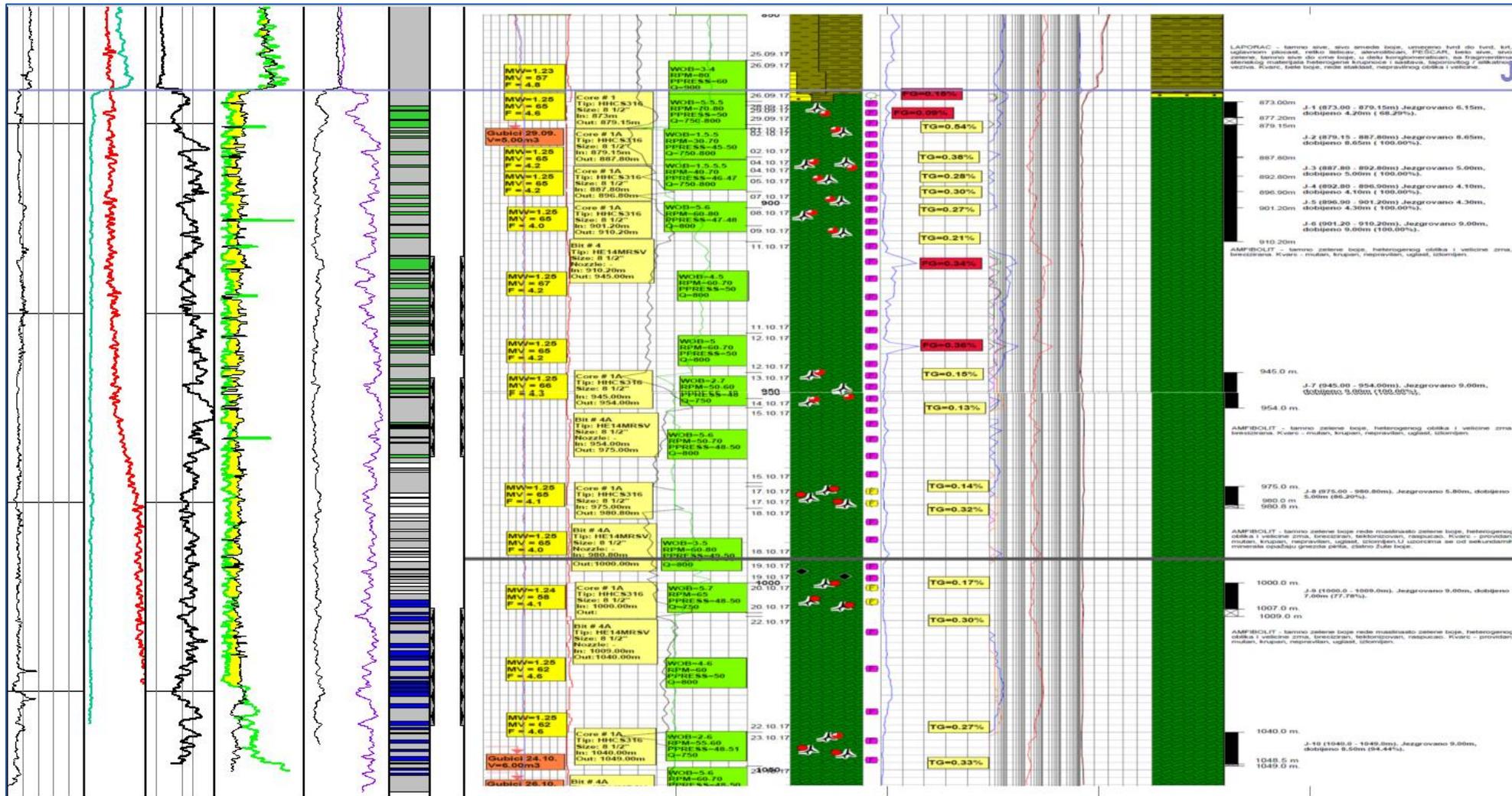
Структурно-тектонический фактор

СЗ

Нефтяное месторождение Л

ЮВ





Пример кернa метаморфических пород фундамента



Тектонически дислоцированные частично хлоритизированные амфиболиты и плагиокласты

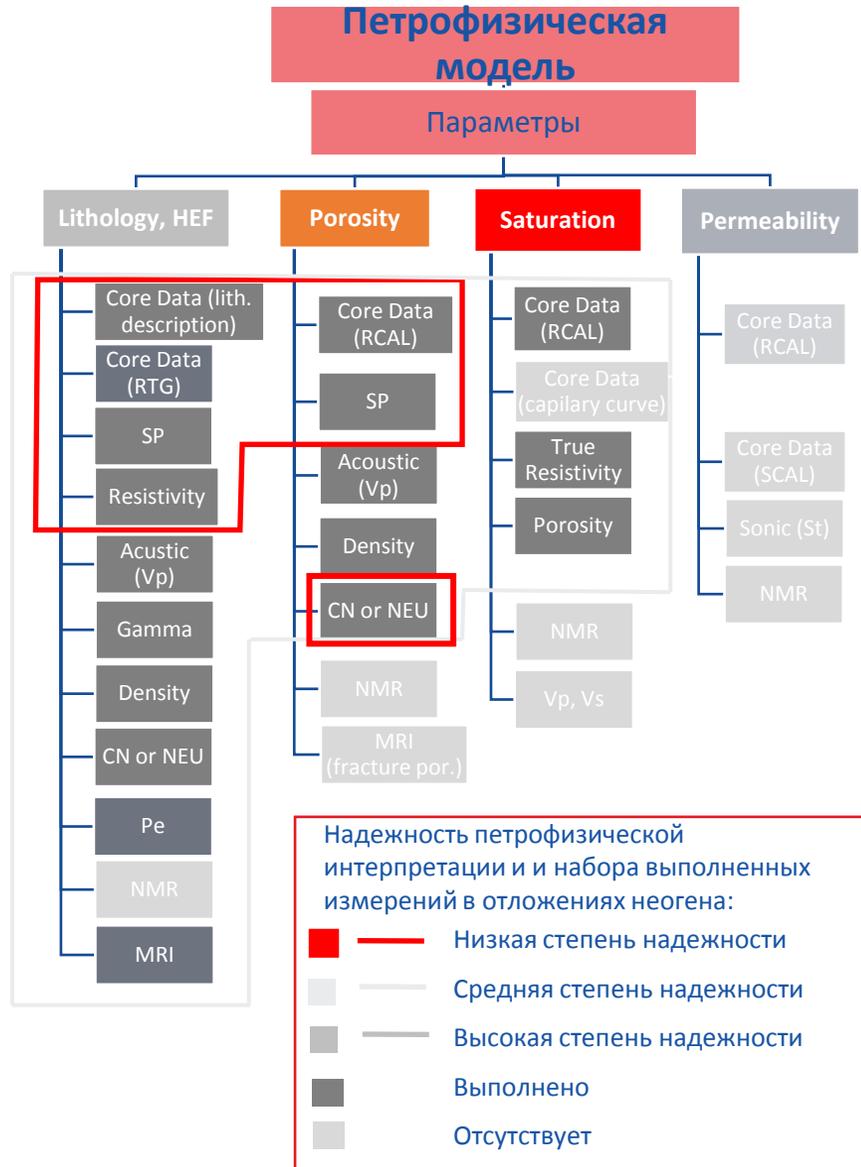


Твердые амфиболиты с тектоническими трещинами, переход в брекчию



Массивные амфиболиты с тектоническими трещинами

Надежность качественной петрофизической интерпретации – Vd



В зависимости от доступной информации (ГИС и керн) применена соответствующая методология качественной интерпретации с различной степенью надежности:

- **1 скважина (x-2)**
 - комплектный комплекс ГИС: CAL, GR, RT, ZDEN, AC i CN , MRI
 - Расширение диаметра ствола скважины, низкое качество ГИС
 - Широкий диапазон пористости по керну (10 -20%) качественная интерпретация средней степени надежности
- **1 скважина (-15)** достаточное количество измерений по керну, измерения нейтронного каротажа в колонне
- Выполнена корреляция пористости по керну и нейтронному каротажу
(качественная интерпретация низкой степени надежности).
- **5 скважин** с ограниченным комплексом ГИС: CAL, SP, RT i ML
 - Невозможно оценить петрофизические параметры
 - Определены эффективные толщины

Интерпретация скважин: x-2 i -15 от средней до низкой степени надежности

Надежность качественной петрофизической интерпретации – O13-M1



В зависимости от доступной информации (ГИС и керн) применена соответствующая методология качественной интерпретации с различной степенью надежности:

1 скважина (-x-2)

- полный комплекс ГИС: CAL, GR, RT, ZDEN, AC i CN , MRI
- Расширение диаметра ствола скважины, низкое качество ГИС
- Без УВ в отложениях олигоцен-миоцена
- качественная интерпретация средней степени надежности
- **1** скважина (-24) полный комплекс ГИС: CAL, GR, RT, ZDEN, AC i NEU

(качественная интерпретация средней степени надежности)

• **13** скважин с ограниченным комплексом ГИС: CAL, SP, RT i ML

- Нет возможности оценить петрофизические параметры
- Выделены только эффективные толщины

Петрофизическая интерпретация выполнена на основе скважин X-2 и 24. Пористость рассчитана на основе плотности, водонасыщение по модели двойной воды по аналогии с Bd

Надежность качественной петрофизической интерпретации – J1



В неоднородном коллекторе с комбинированной пористостью петрофизическая интерпретация высокой степени надежности возможна только на основе специальных методов

- **1** скважина (x-1)

- комплектный комплекс ГИС NMR, FMI и DSI.

качественная интерпретация с высокой степенью надежности

низкая степень надежности оценки водонасыщения

На основании измерений и интерпретации скважины x-1 выполнена петрофизическая модель, в дальнейшем примененная на других скважинах.

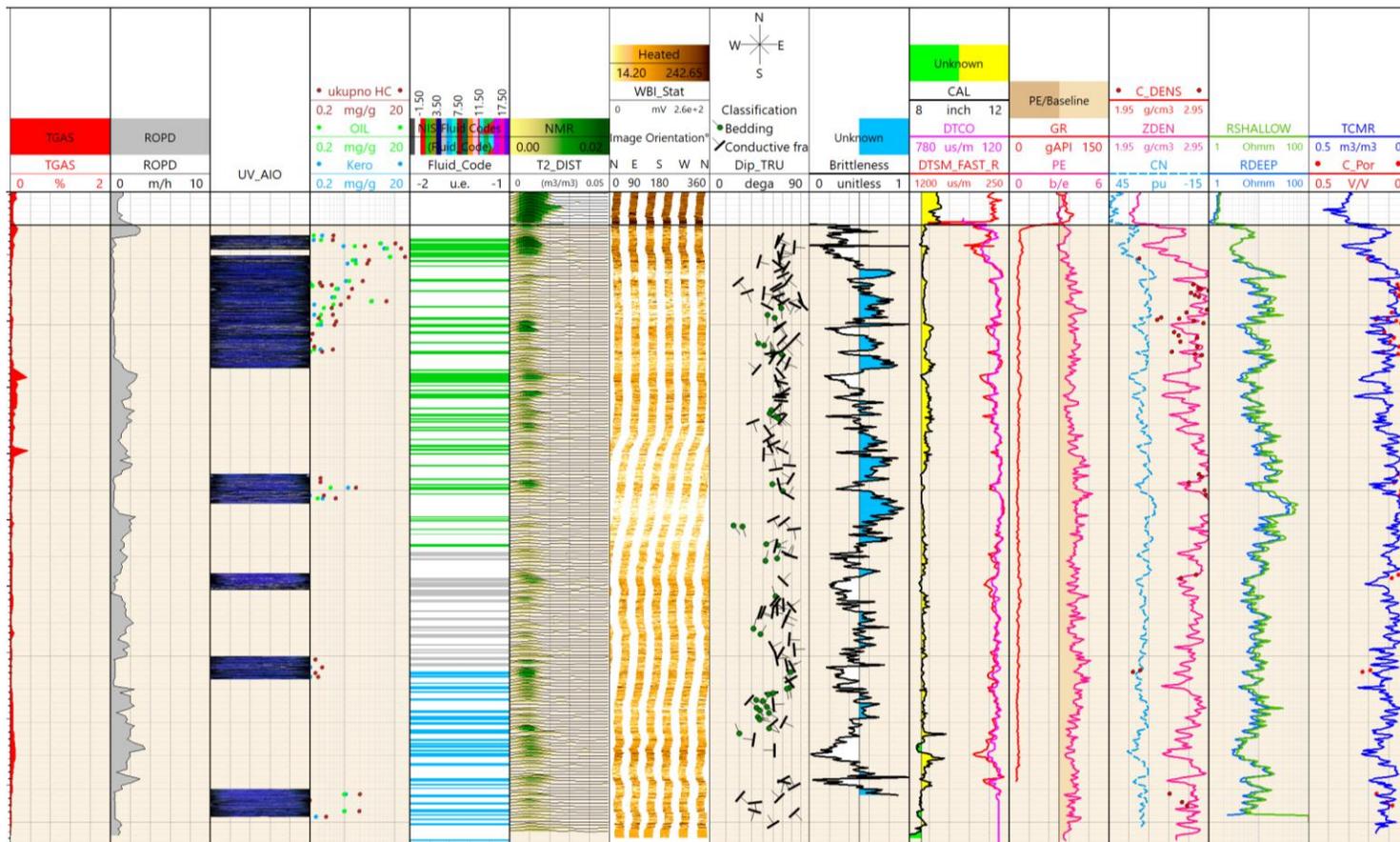
- **-1 до -19** только SP и сопротивление – нет возможности для интерпретации.

- **-20 до -26 скважины с выполненным комплексом: CAL, GR, RT, ZDEN, AC и CN или NEU.**

качественная интерпретация средней степени надежности

низкая степень надежности оценке водонасыщения

В скважине X-1 надежная интерпретация на основе выполненного NMR



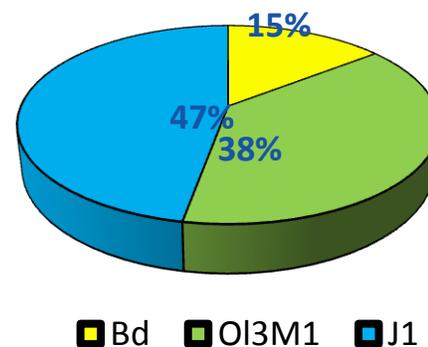
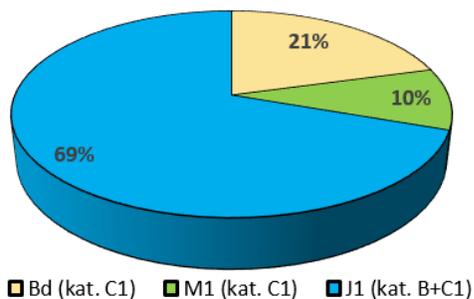
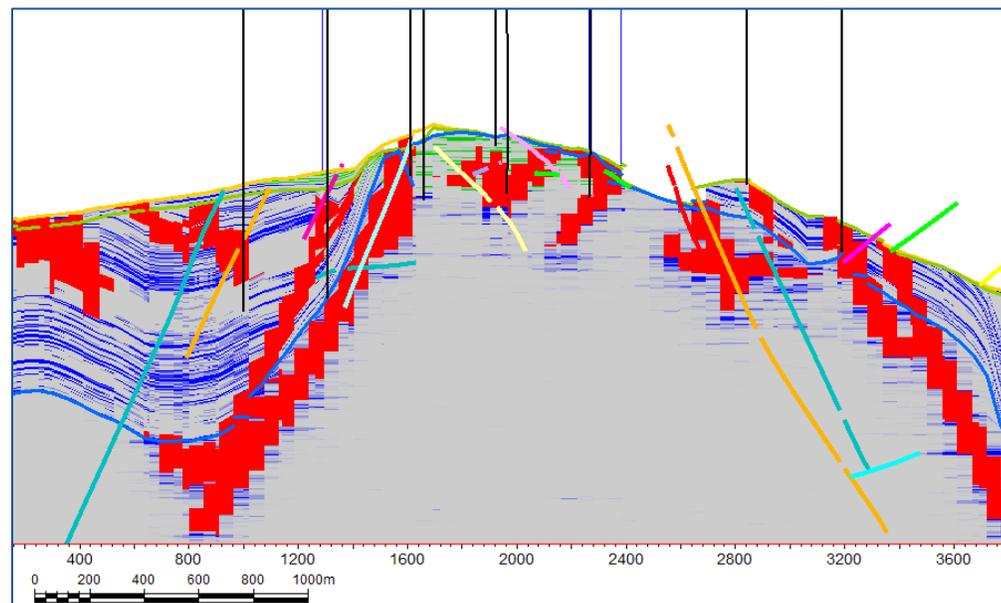
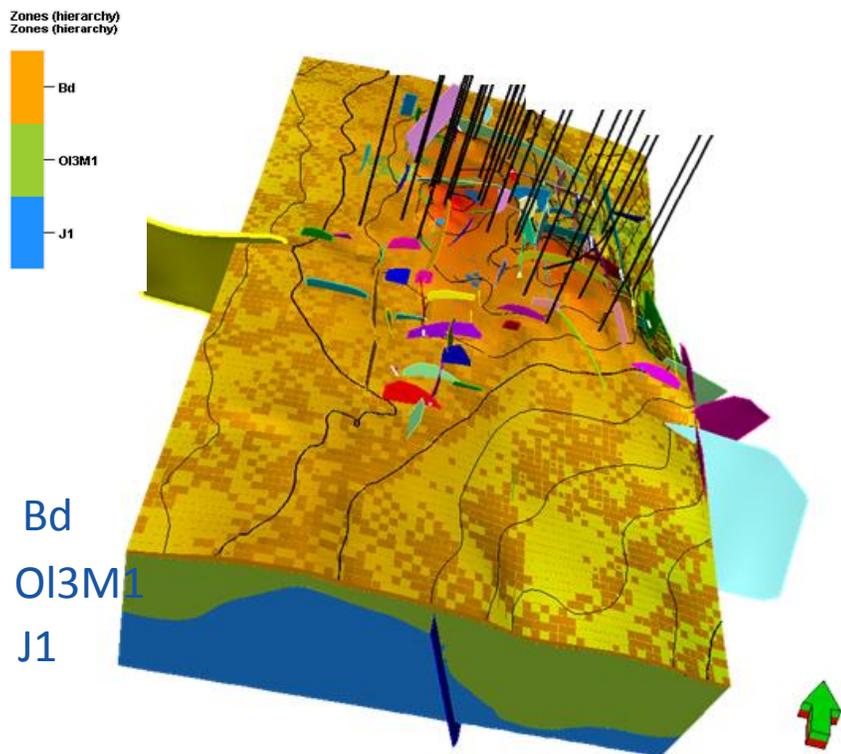
Коллекторы выделены на основе FMI, NMR и DSI.

Общая пористость измерена NMR

Корреляция с плотностью – модель может быть использована для остальных скважин с достаточной точностью.

Водонасыщение оценено из отношения пористости и связанной воды, полученной по результатам анализов керн.

Создание геологической модели



Распределение запасов по объектам влияет на планирование бурения: скважинного оборудования, ГТМ на скважинах

Предложения

- Vd+OI3-M1+J – Карта распределения запасов нефти Р90 ОИР

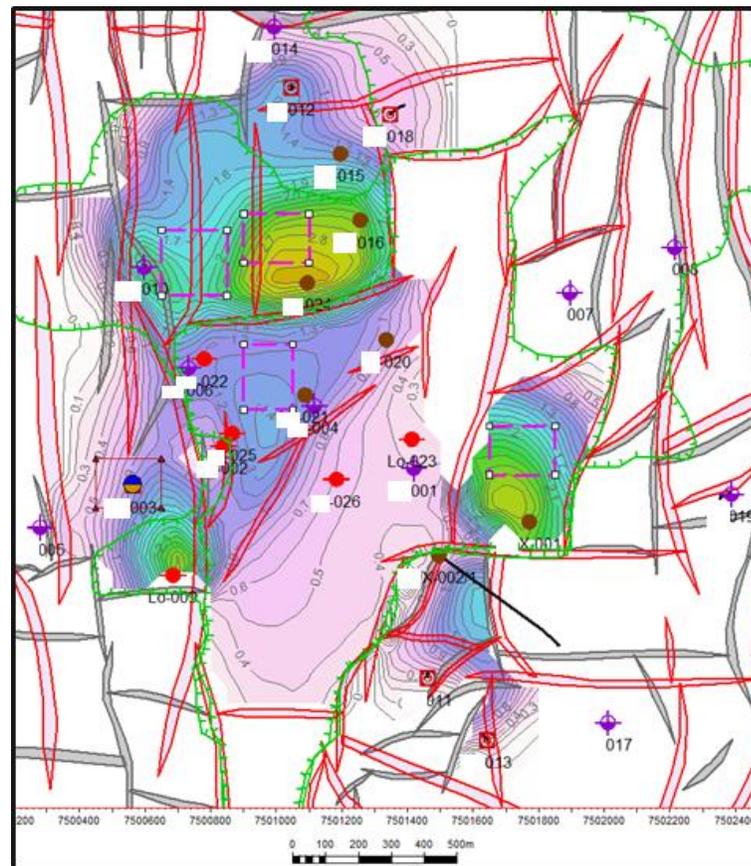
-  Ликвидированная скважина
-  Скважина в консервации
-  Скважина в бездействии
-  Скважина в добыче
-  Предложен боковой ствол или новая скважина
-  Предложение РИР (003)

✓ Риски при планировании будущих мероприятий

- Высоковязкая нефть (~35 mPas при $P_{нас}$ и T_i)
- $(K_{rw}/\mu_w)/(K_{ro}/\mu_o) > 1$
- Водонапорный режим – активный подстилающий аквифер
- Трещинный коллектор (J)
- Низкая продуктивность скважин (Vd+OI3-M1)
- Запасы по скважине



Площадь дренирования ~30000 м² радиус дренирования ~100 м.



-  Разломы J1
-  Разломы OI3+M1

Выделены недренируемые зоны, для вовлечения в разработку которых запланированы следующие мероприятия: бурение скважин, ГТМ, ГРП и последующее бурение горизонтальной скважины

Проблемы разработки

- Неравномерное дренирование по объектам и залежам
- Неоднородность распределения продуктивности скважин
- Неравномерная картина обводнения по разным объектам
- Старый фонд скважин (проблемы с негерметичностью колонны в старых скважинах)
- Недостаток измерений пластового давления в ходе разработки
- Распределение добычи между объектами по отдельным скважинам

Решения

- Расставлены приоритеты по бурению скважин в недренируемые зоны
- Предложены различные режимы добычи новых скважин в зависимости от объекта. Предложено ГРП (и выполнено) с повышением продуктивности скважины
- РИР по старым скважинам в юре, предложен режим работы скважин на низких депрессиях
- Предложен план измерений



THANK YOU

NIS.EU

| PERIOD | EPOCH | AGE | LITHOLOGY | DEPOSIT. SYSTEM | MAJOR SEQUENCE (ord. 2) | VOLCANIC ACTIVITY | TECTONIC STYLE | SOURCE ROCKS | RESERVOIRS | |
|----------|------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------------------|---|----------------|--------------------------------|------------|--|
| Neogene | Quaternary | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | Pliocene | Late Pannonian | | | fluvial | upper prograding sequence | | small scale inversion ? ↖ ↗ | | |
| | | | | | shallow water deltas | | | | | |
| | | Early Pannonian | | | fluvial | lower prograding sequence | | post-rift | | |
| | | | | | deep water deltas | | | | | |
| | Miocene | late | Early Pannonian | | deep basin | retrograding sequence (basal pelitic unit) | | sin-rift | | |
| | | | | | | | | | | |
| | Miocene | middle | Sarmatian | | brackish | marl, calcareous marl reef oolitic limestone conglomerate sandstone | | post-rift | | |
| | | | | | | | | | | |
| Badenian | | | deep marine | marl, calcareous marl | | first rift phase | sin-rift | | | |
| | | | shallow marine | limestone | | | | | | |
| Eocene | | | | shallow marine | conglomerate sandstone | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | fish-type | interbedded sandstone/shale/marl | | escape | | |
| | | | | | | | | | | |
| | K | K1/K2 | | | shallow marine | coarse-grained siliciclastics | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| T-J | | | | deep marine | pelagic carbonate and shale | | Tethys rift | | | |
| Basement | | | | | | | | | | |

LEGEND

- conglomerate
- sand, sandstone
- marl
- shale
- dolomite
- limestone with Lithothamnium reef, lumachel, oolite
- magmatics
- alkaline
- intermediate
- calc-alkaline
- basaltic

QUESTIONS?