

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.

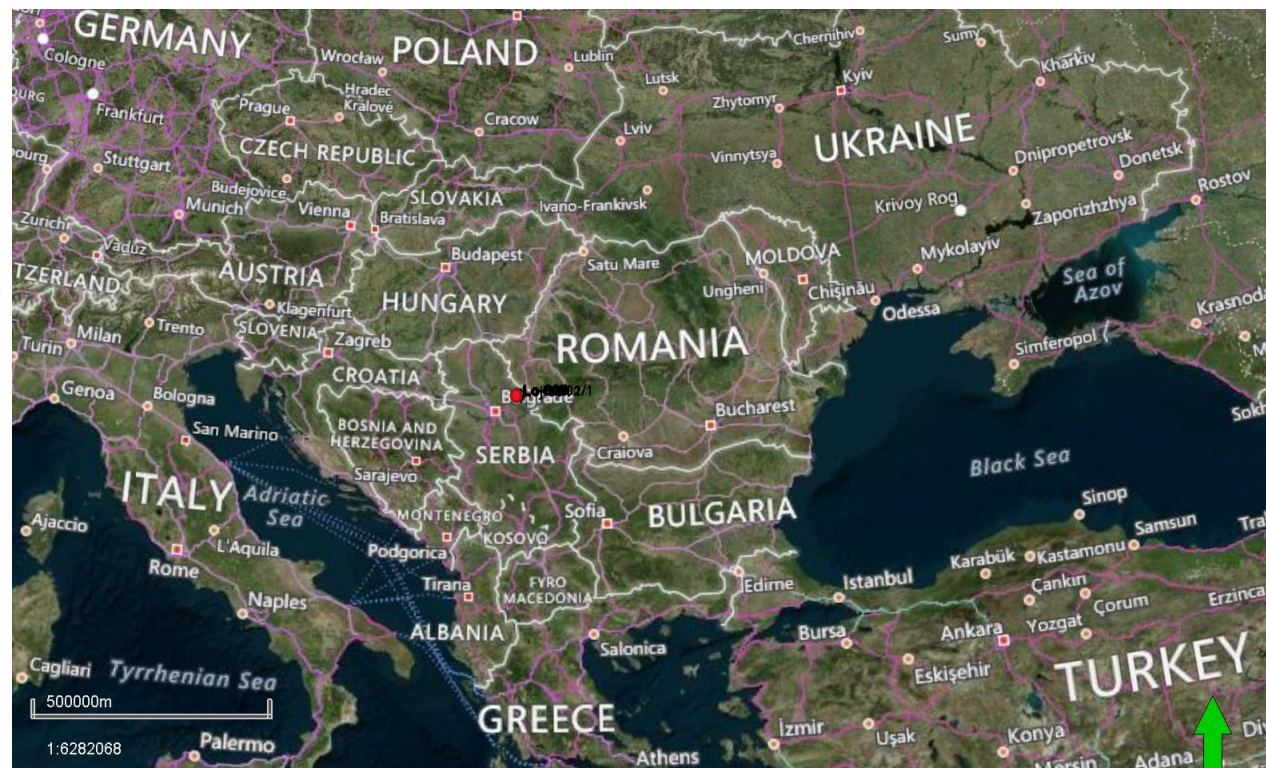
1953-1958г.г. – 19 скважин, в разработке с 1958г.

Залежь в породах фундамента – 1976г.

1977-1982г.г. – 6 скважин

2017-2018г.г. – 3 скважины

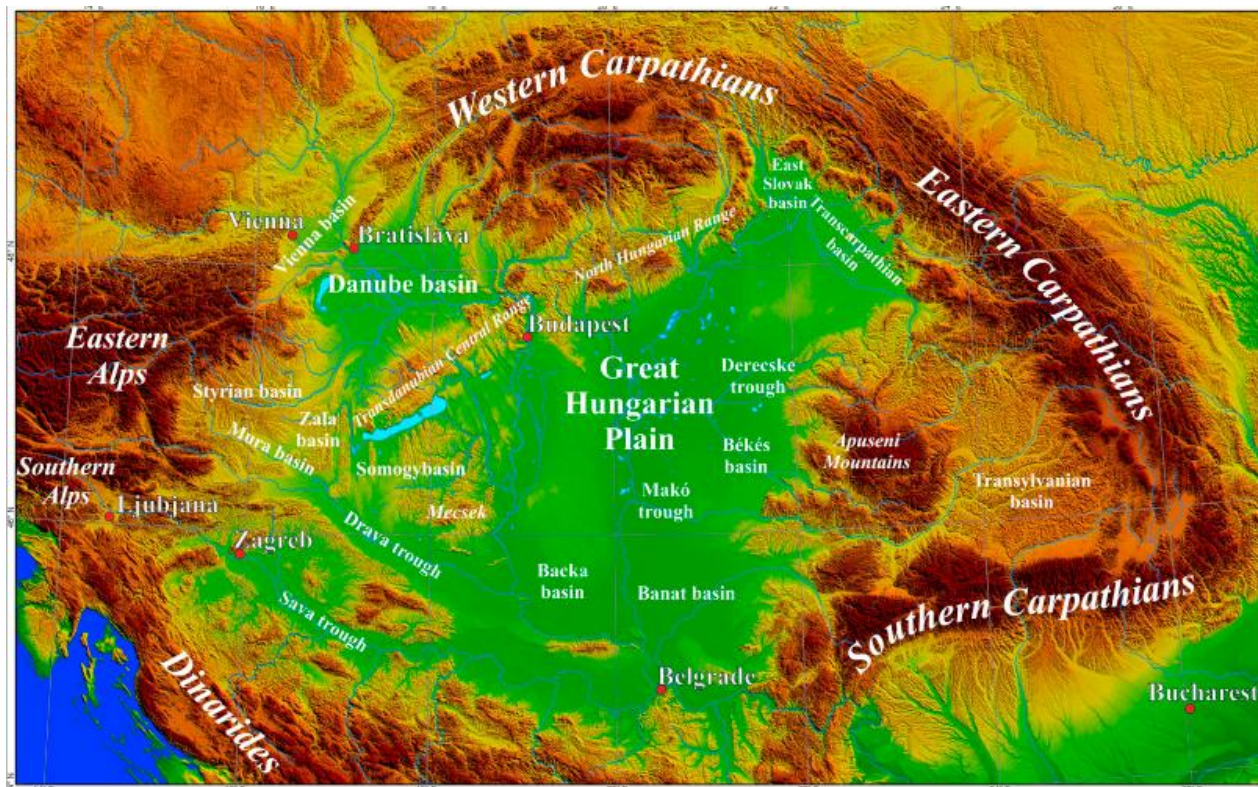
2019г. – 1 скважина



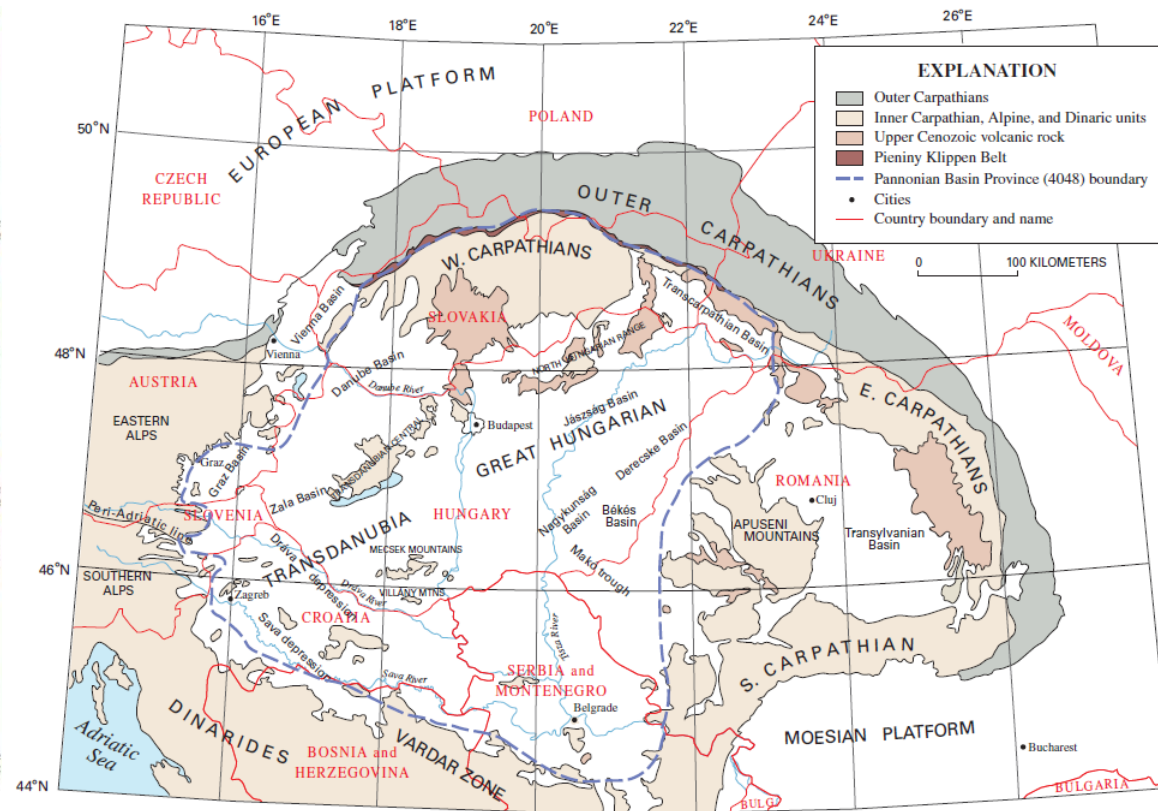
До бурения 2017-2019г.г. из 26 скважин, пробуренных на месторождении, 16 с нефтепроявлениями и только 10 в добыче

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

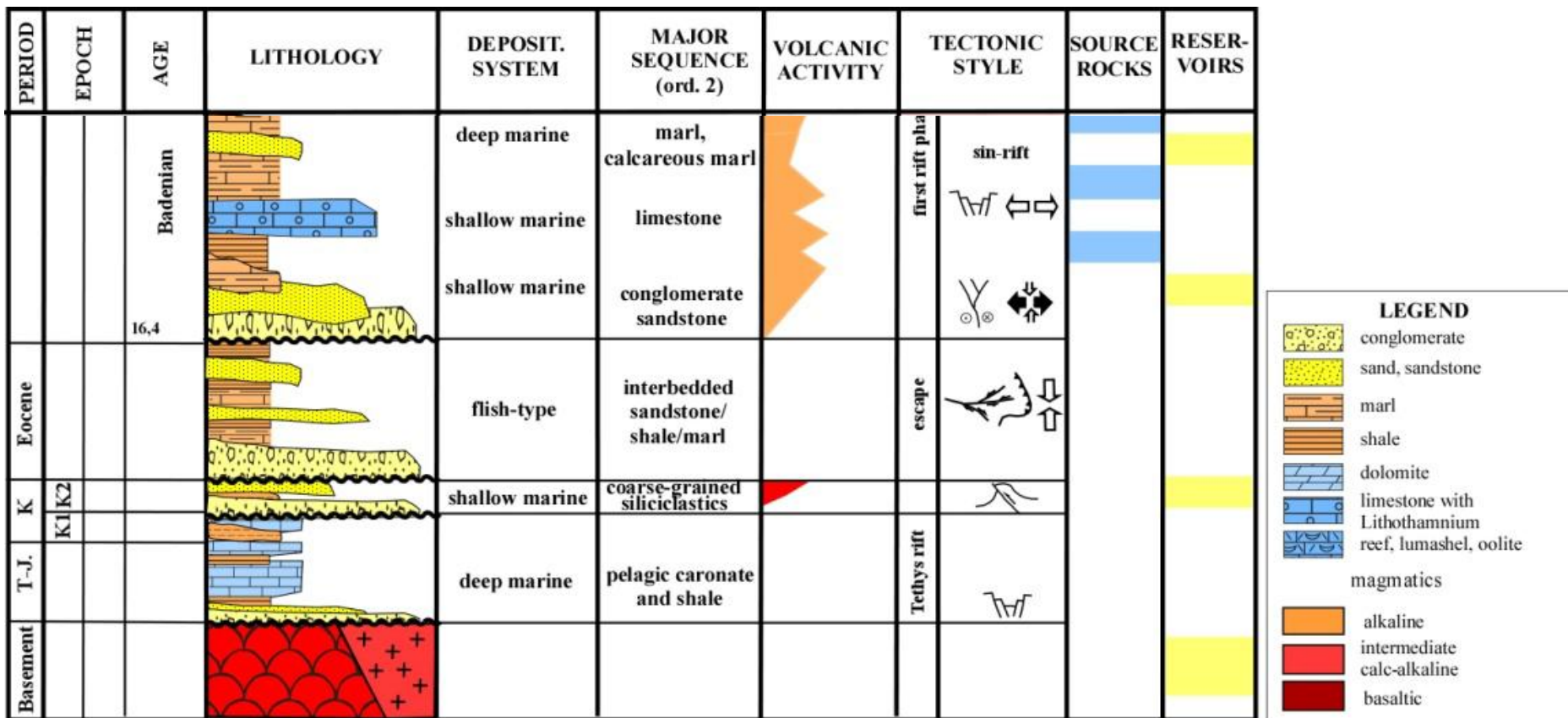
Пластовая температура 62 °С
Начальное пластовое давление 106,95 бар
Давление насыщения 81,06 бар
Несвязанность залежей в отложениях олигоцена и миоцена и метаморфических породах фундамента
Блоковое строение
Неоднородность коллекторов
Мощный водонапорный горизонт в фундаменте
Характеристика нефти:
Недонасыщенная 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 олигоценым песчаникам и конгломератам на глубинах от 880 до 1200 м. (отн.отм)



Vd песчаники и конгломераты

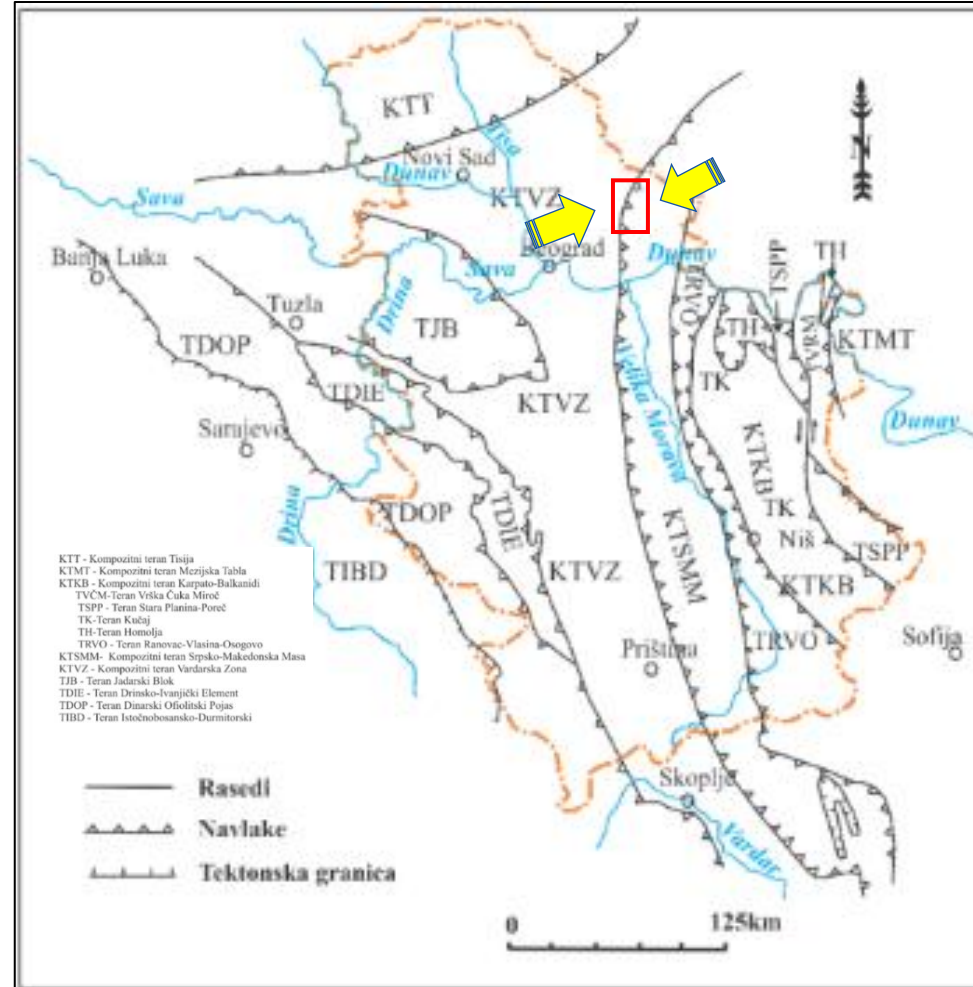
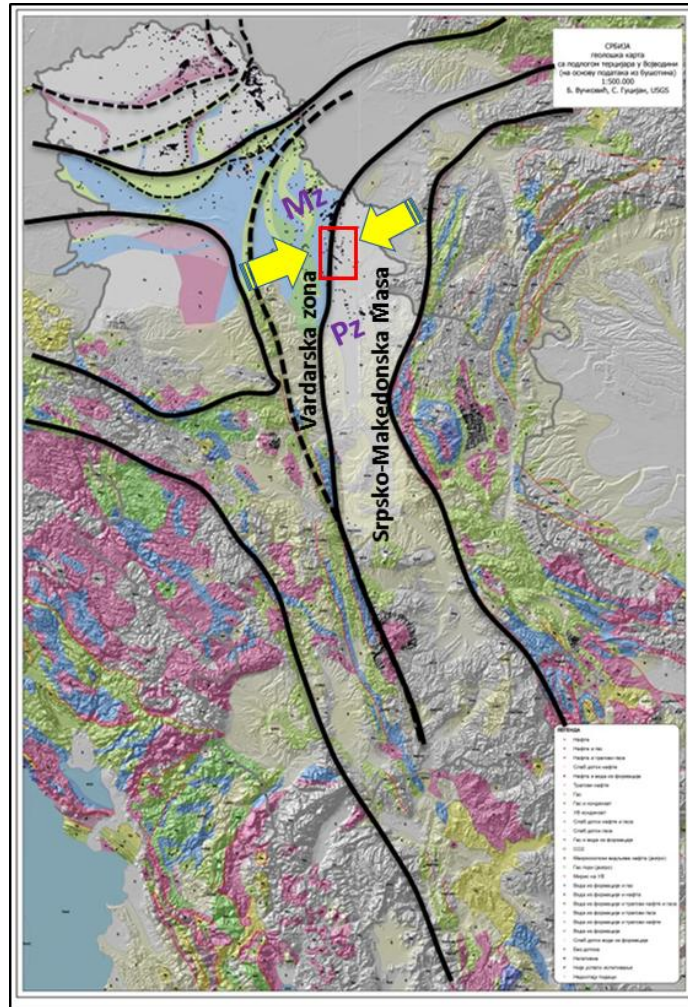
O13-M1 плохо сортированные конгломераты, песчаники, алевролиты и мергели

J1 трещиноватые амфиболиты, амфиболитовые брекчии и элементы коры выветривания

Синтетическая лито-стратиграфическая колонка Паннонского бассейна

Royden 1983, Csontos 1995

Структурно-тектонический фактор



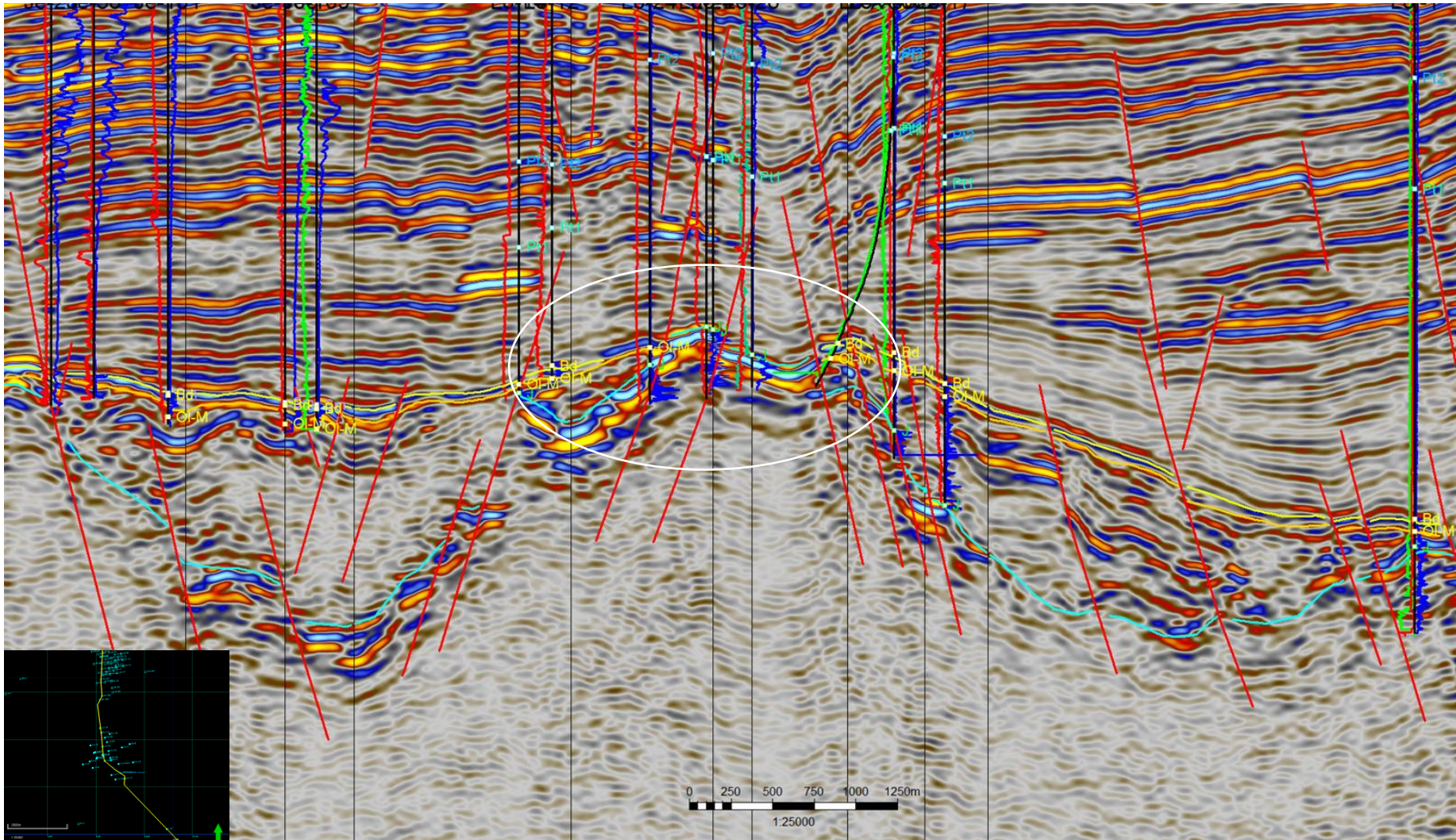
Донеогеновое основания на исследуемой территории составляют две тектоностратиграфические единицы: **Srpsko-makedonska masa** (prekambrijski i starijepaleozojski metamorfni i magmatski kompleks) i **Vardarska zona** (jurski ofioliti).

Структурно-тектонический фактор

С

Нефтяное месторождение Л

Ю

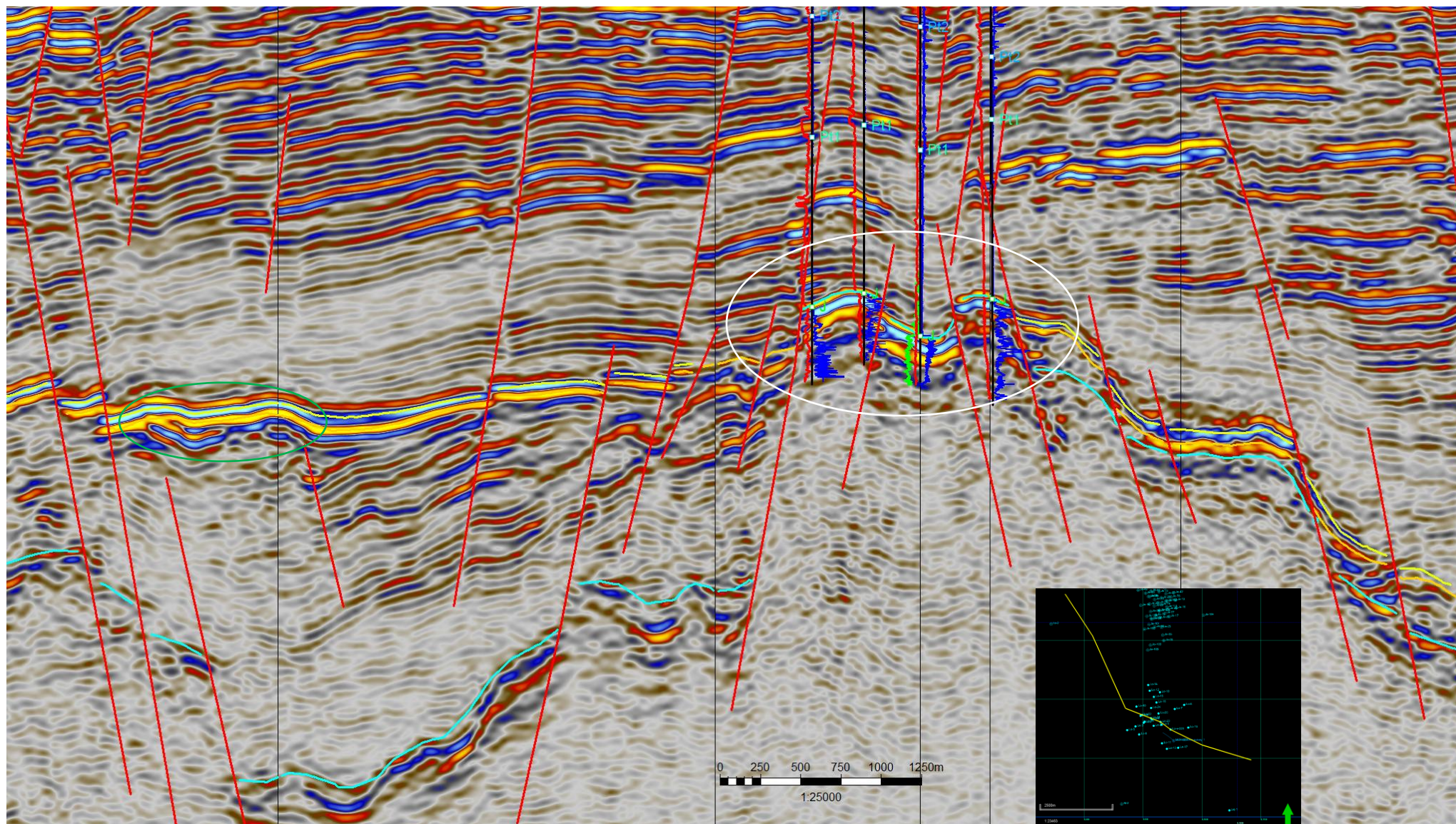


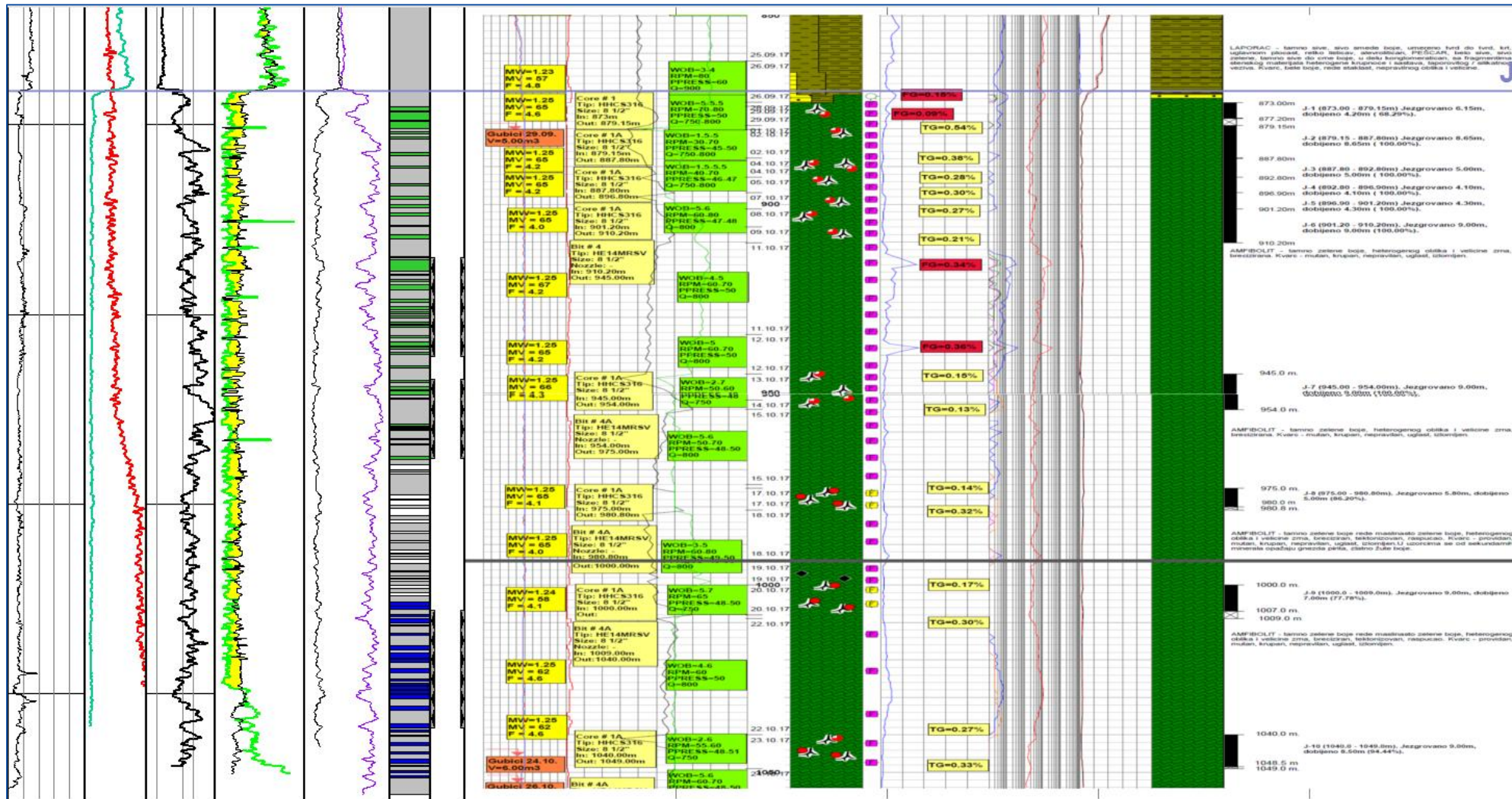
Структурно-тектонический фактор

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

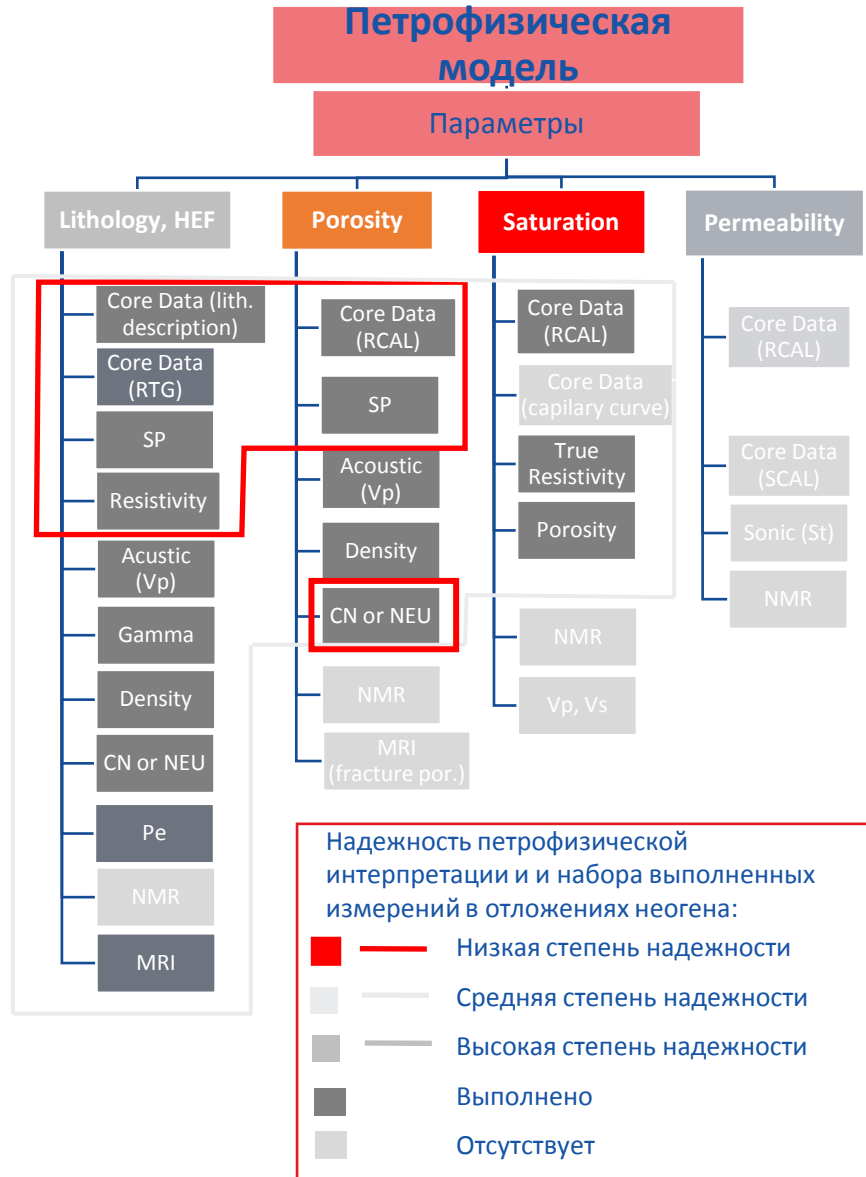


Массивные амфиболиты с тектоническими трещинами

940.00									100	100	<p>d0 5%</p> <p>Makroskopski je vidljiva nafta, u vidu mrlja i premaza. Miris je intenzivan i trajan.</p> <p>Direktna fluorescencija je umerena do intenzivna, tamno žute do smeđe boje, bez tečenja, duge postojanosti.</p> <p>Indirektna fluorescencija je takođe intenzivno razvijena, bledo žute do oker žute boje, brzog pojavljivanja i dugog trajanja.</p> <p>J - 7</p>
945.00									100	100	
946.00									100	100	
947.00									100	100	
948.00									100	100	
949.00									100	100	
950.00									100	100	
951.00									100	100	
952.00									100	100	
953.00									100	100	
954.00									100	100	
975.00									100	100	<p>Makroskopski je vidljiva nafta, u vidu mrlja i premaza i u vidu suve bitumije. Miris je intenzivan i trajan.</p> <p>Direktna fluorescencija je oker žute do tamno žute boje, veoma postojana. Fluorescencija ekstrakta je bledo žute do žute boje, brzog, cvetnog razlivanja, kratkog trajanja. Prstenasti ostatak je tamno braon boje, postojan.</p> <p>Indirektna fluorescencija prstenastog ostatka je žute do bledo žute boje, veoma brzog, cvetnog razlivanja, kratkog trajanja.</p> <p>J - 8</p>
975.10									100	100	
978.00									100	100	
980.80									100	100	



Надежность качественной петрофизической интерпретации – Vd

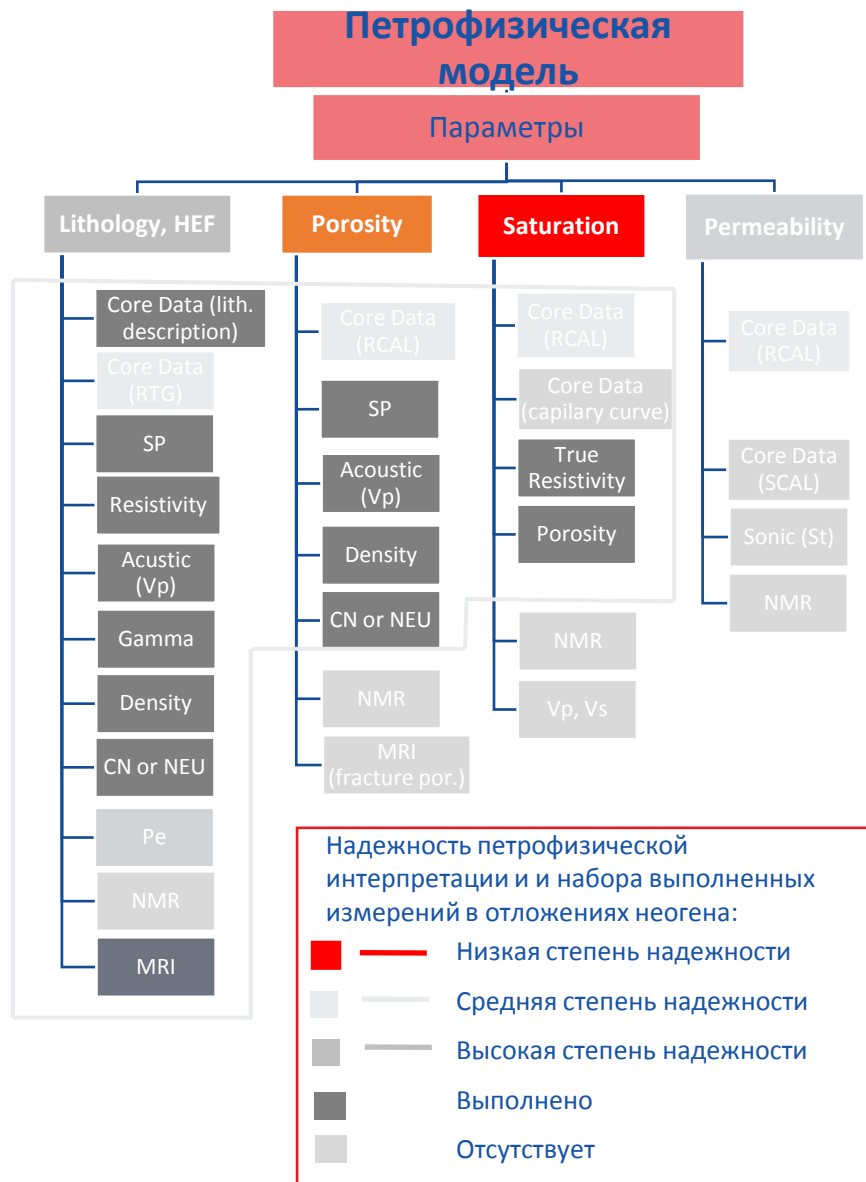


В зависимости от доступной информации (ГИС и керн) применена соответствующая методология качественной интерпретации с различной степенью надежности:

- **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 – OI3-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

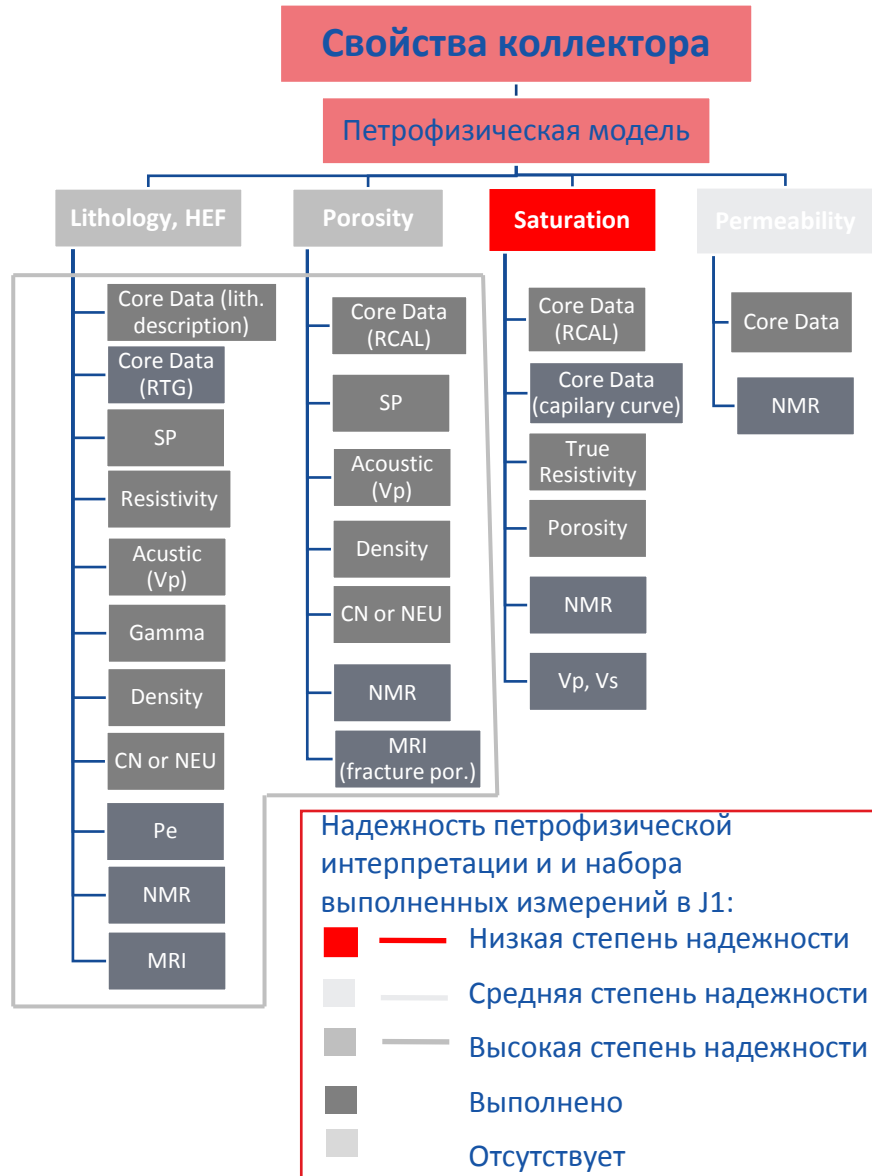
(качественная интерпретация средней степени надежности)

• **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.

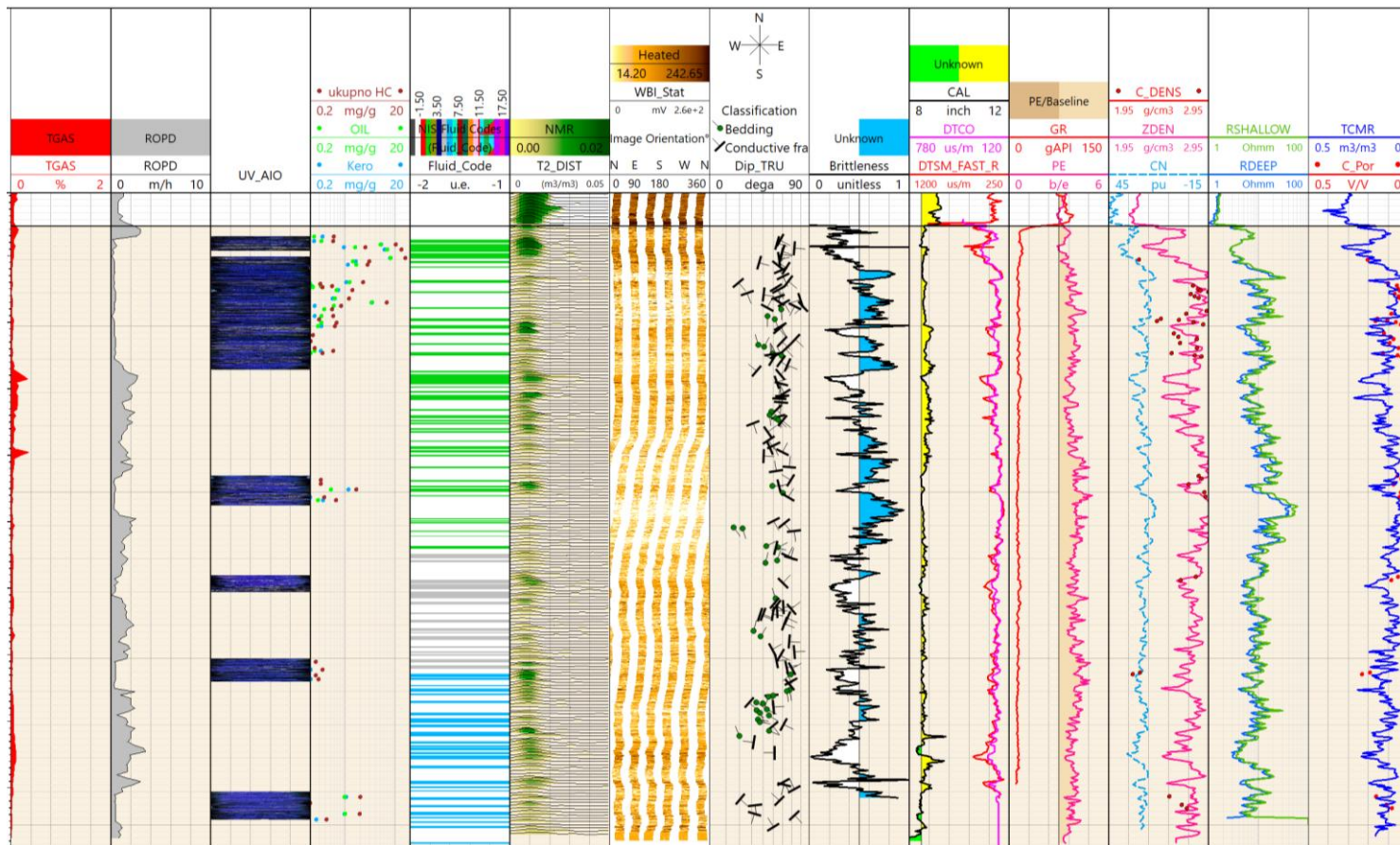
- **-1 до -19** только SP и сопротивление – нет возможности для интерпретации.

- **-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



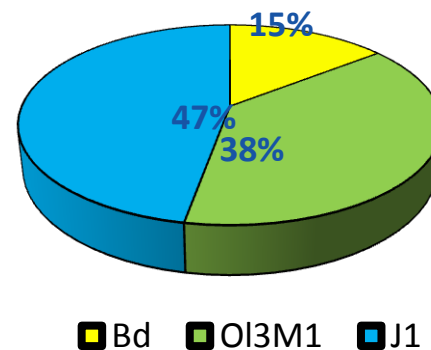
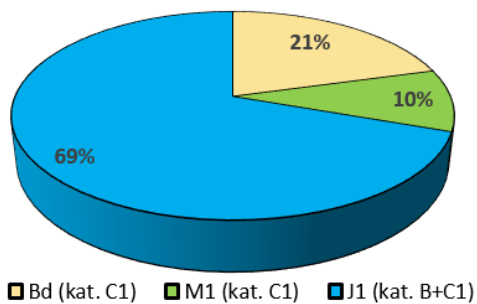
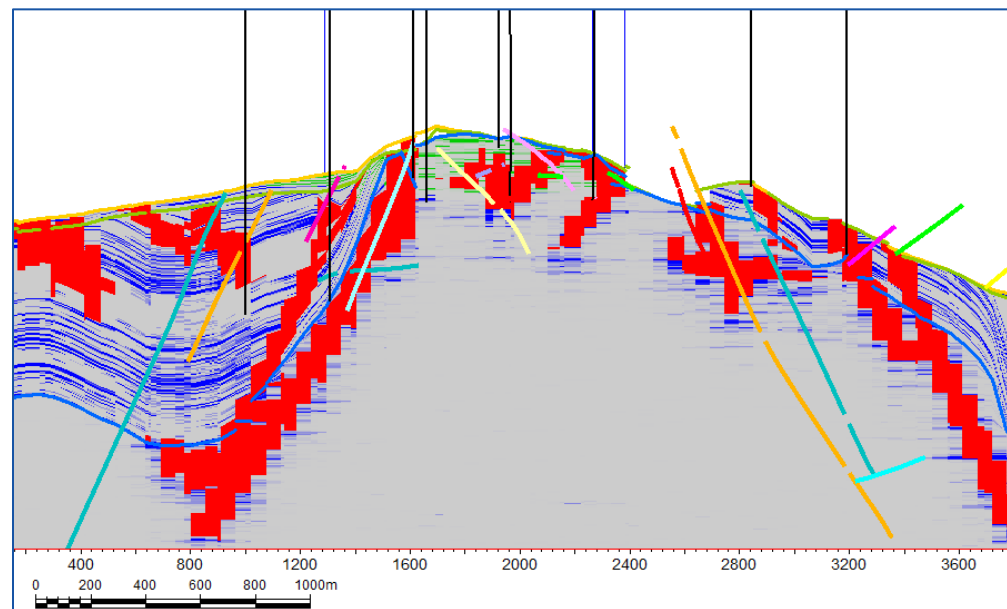
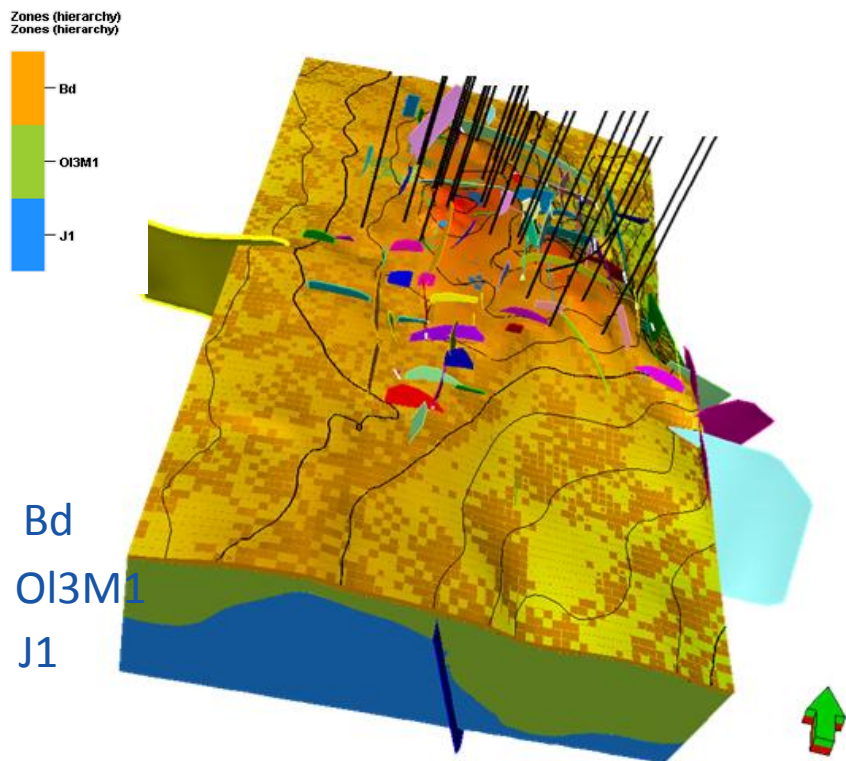
Коллекторы выделены на основе FMI, NMR и DSI.

Общая пористость измерена NMR

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

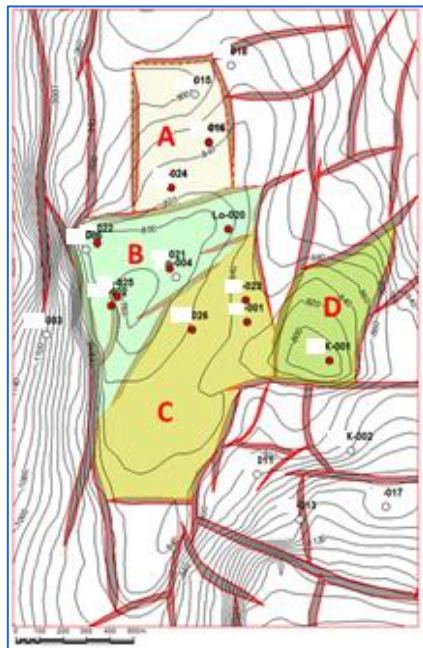
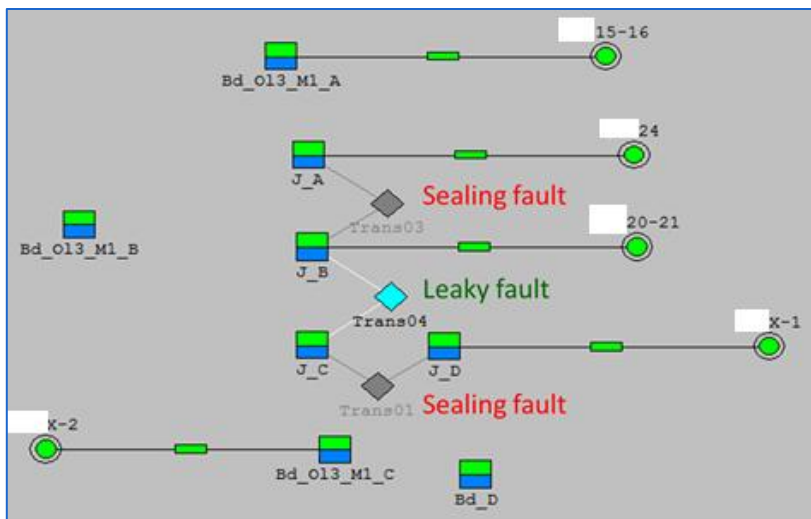
Водонасыщение оценено из отношения пористости и связанной воды, полученной по результатам анализов керн.

Создание геологической модели

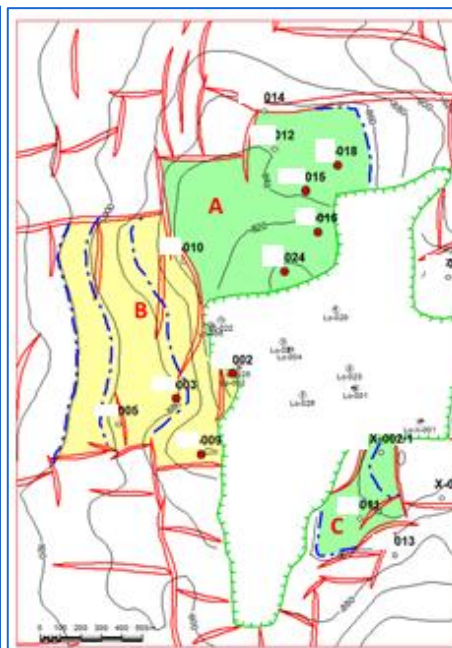


Распределение запасов по объектам влияет на планирование бурения: скважинного оборудования, ГТМ на скважинах

Модель материального баланса варианта геологических запасов нефти P90



J1



O13-M1



Bd

Прогноз добычи выполнен на модели материального баланса отдельно по стратиграфическим единицам и залежам

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

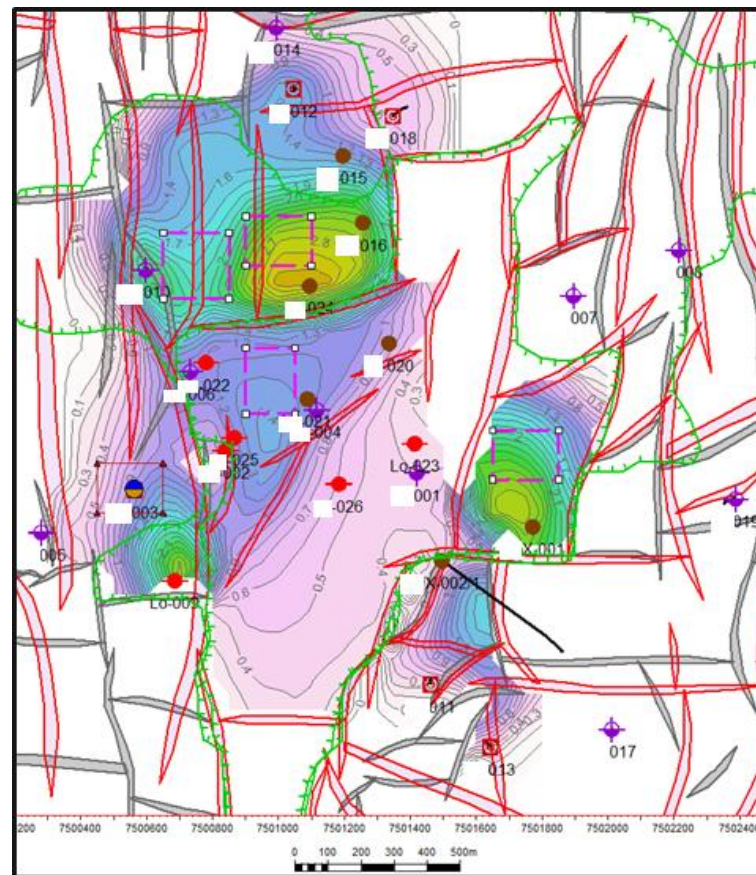
Трещинный коллектор (J)



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

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					
	late		deep basin	retrograding sequence (basal pelitic unit)		second rift phase	sin-rift		
	Miocene	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					
		shallow marine	conglomerate sandstone						
Eocene			fish-type	interbedded sandstone/shale/marl		escape			
K	K1/K2		shallow marine	coarse-grained siliciclastics					
T-J			deep marine	pelagic carbonate and shale		Tethyan rift			
Basement									

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

QUESTIONS?