

Анализ разномасштабных геолого- геофизических исследований бажено- абалакского комплекса как один из шагов к пониманию строения резервуара

Авторы: Наталья Щетинина, Алексей Хабаров,
Юлий Кантемиров, Ирина Александрова и др.

Тюмень, 18.09.18

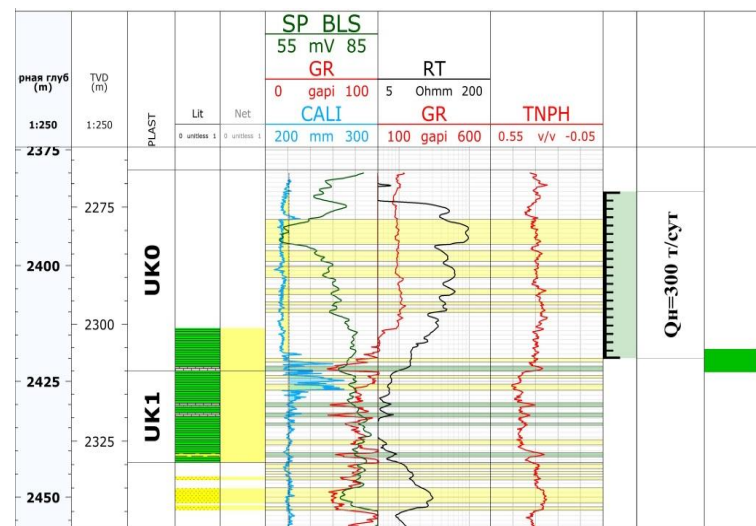
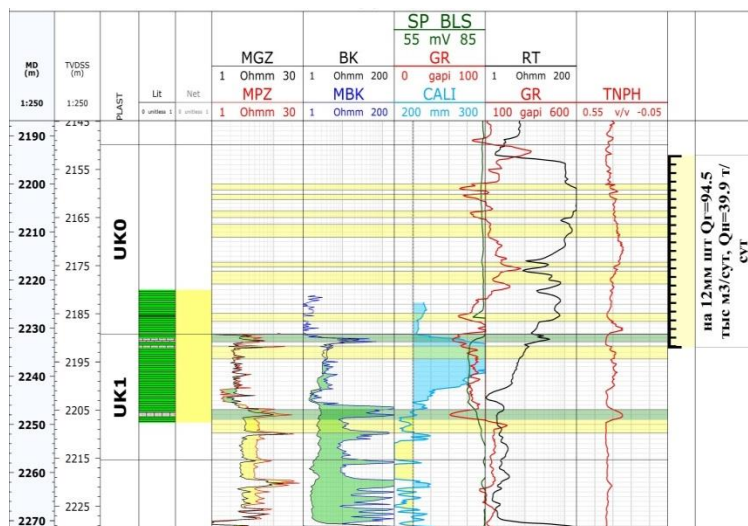
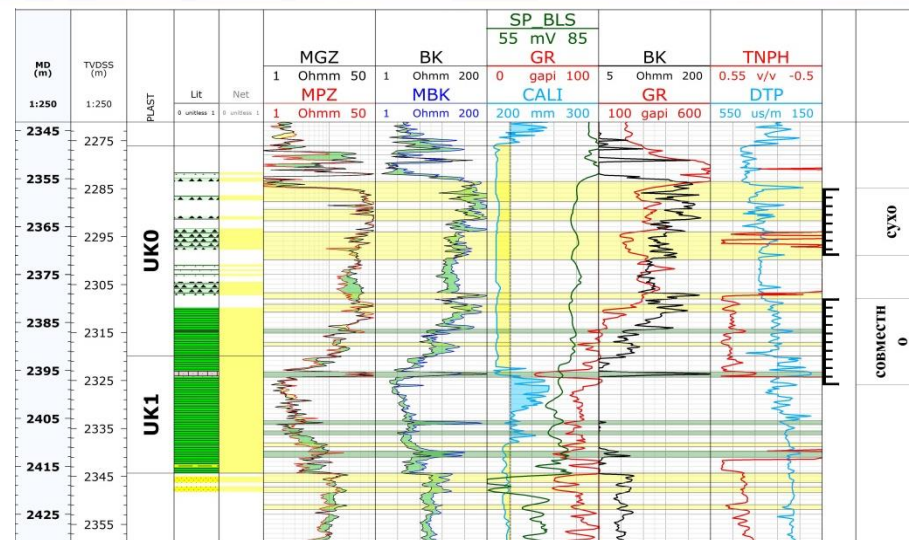
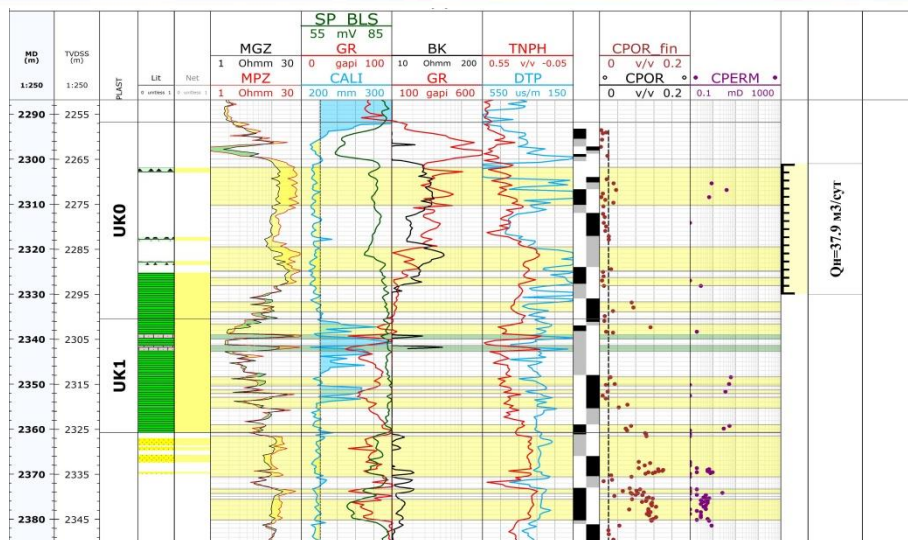


- Целью работы является анализ разномасштабных геолого–геофизических исследований бажено–абалакского комплекса как один из шагов к пониманию строения резервуара.
- В настоящее время всё большее внимание уделяется освоению отложений бажено–абалакского комплекса (БАК), даже не смотря на довольно длительное их изучение, на данный момент остается ряд нерешенных вопросов. Так до сих пор отсутствует общепринятая модель горных пород, в связи со сложным геологическим строением нет проверенных методик выделения эффективных толщин, что обуславливает ряд неопределенностей на этапах оконтуривания залежей и разработки технологии добычи углеводородов.



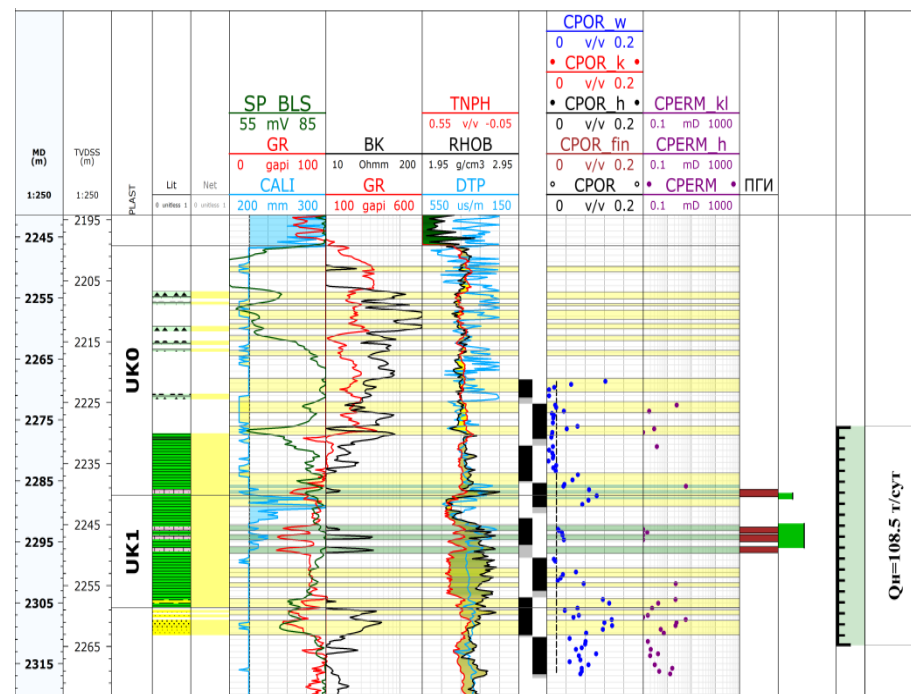
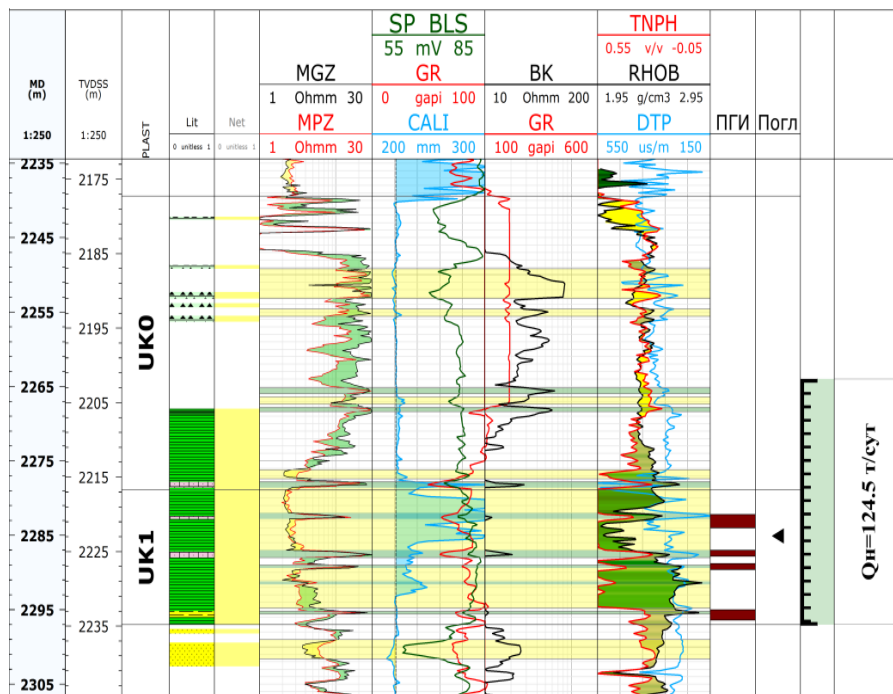
1. Примеры планшетов старого фонда скважин с испытаниями
2. Современные данные ГИС и результаты исследований керна
3. Подвижность и состав флюидов по данным ГДК/ОПК пластов ЮКО и ЮК1
4. Подтверждение трещиноватости по данным фотографий керна
5. Анализ данных ПГИ (термометрия)
6. Анализ данных ГТИ, подвижности и Кп до экстр.
7. Анализ данных ЯМК и Кп до экстр.
8. Оценка Кп гр по данным прямых качественных признаков совместно с ПГИ, ГТИ в скв. с расширенным ГИС
9. Литологический профиль скважин (с запада на восток)
10. Сравнение Кп по различным методикам исследования керна и ЯМК
11. Схема принципиальной объёмной модели по керну
12. Применение обобщённой модели по керну ЮКО, ЮК1
13. Объёмная петрофизическая модель по данным расширенного комплекса ГИС
14. Выводы

Примеры планшетов старого фонда скважин ЮКО с испытаниями



Даже наличие испытаний и значительных притоков не всегда приближают нас к пониманию строения резервуара.

Примеры планшетов старого фонда скважин ЮКО-1 с испытаниями



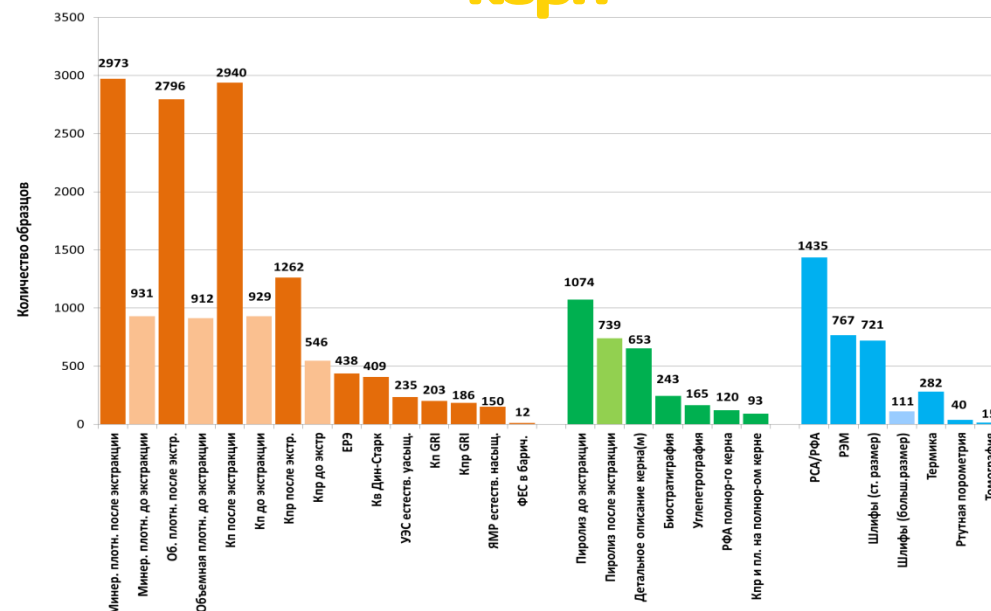
Поскольку объём и качество ГИС, а также исследований керна до сих пор оставляет желать лучшего.



ГИС

№ Сква	Подрядчик ГИС стан./расш.	АКШ	ИНГК-С/НГК-С	Микро сканеры	ЯМК	ЗД-ИК	ГДК	ОПК	ПГИ	ГТИ
1	Рос.-SLB/SLB	DSI		FMI						
2	Рос.-SLB/SLB	SS		FMI					+	
3	Рос.-SLB/SLB	SS	LithoScanner	FMI	MRX	Rt-Scanner	+	+		+
4	SLB/SLB	SS	ECS	FMI	CMR					
5	Рос./SLB	SS		FMI						
6	Рос.-SLB/SLB	SS	ECS	FMI	CMR		+	+	+	
7	Рос.-SLB/SLB	SS	ECS	FMI	CMR		+	+		
8	Рос.-W/W	MSD		CMI	NMTL		+		+	
9	BH/BH	XMAC	FLEX	STAR	MREX					
10	BH/BH	XMAC	FLEX	STAR	MREX					
11	BH/BH	XMAC	FLEX	STAR	MREX					+
12	BH/BH	XMAC	FLEX	STAR	MREX		+			
Итого:		12	8	12	9	1	5	3	3	2

кern



На керновом материале **12 скважин** выполнен широкий спектр лабораторных исследований, включающий:

- ▶ петрофизические исследования с использованием различных методик (до/после экстракции, измерения в барических условиях, измерения на раздробленной пробе по методике GRI, измерения на образцах с естественной водонасыщенностью);
- ▶ ЯМР исследования (3, 4, 8, 7, 9, 10, 11, 12);
- ▶ комплексные геохимические (пиролиз до и после экстракции) исследования;
- ▶ определение вещественного состава (РСА/РФА/шлифы/термика).

Достаточное для построения объёмной модели горных пород количество исследований на керне проведено в результате только в **5-ти скважинах**.



Подвижность и состав флюидов по данным ГДК/ОПК

ГДК проведён в 5 скв.

ЮКО 7 замеров **со средней подвижностью 0,04мД/сПз** скв.3,
Рпл=103,95атм скв.3 16 определений,
37 сухих замеров скв.6 (4), 12(32), 3(1),

ЮК1 5 замеров **со средней подвижностью 0,4мД/сПз** скв.3, 7,
Рпл отсутствуют надёжные определения,
7 сухих замеров скв. 8(1), 12(2), 3(3), 7(1),

ОПК проведён в 3 скв. (двойной пакер, радиальный зонд Сатурн)

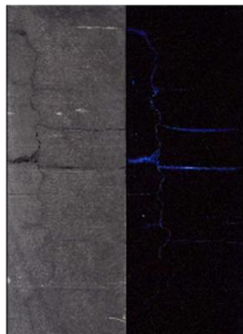
ЮКО 1 замер **с подвижностью 0,03мД/сПз** скв.3,
Рпл отсутствуют надёжные определения
4 сухих замера скв.6 (2), 3 (2),

ЮК1 5 замеров **со средней подвижностью 0,4мД/сПз** скв.3, 7,
Рпл= 199,4 атм скв.6(2), 3(2)
6 замеров **с отсутствием герметизации/трещиноватость** скв.3(5), 7(1),
2 замера нефти С1(7%),С2–5(14%),С6(79%) скв.6,

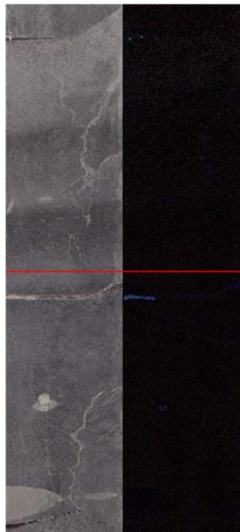
Подтверждение трещиноватости по данным фотографий керна



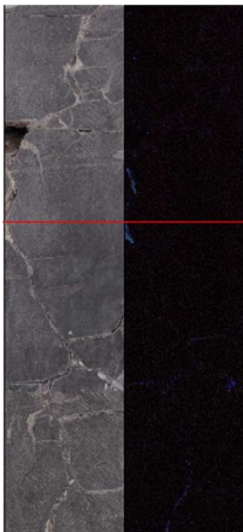
скв.11 3Т



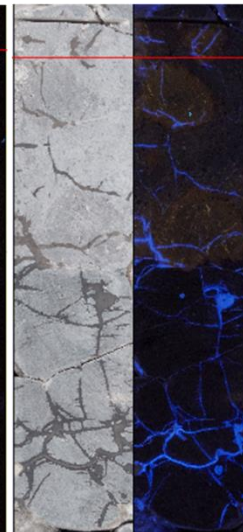
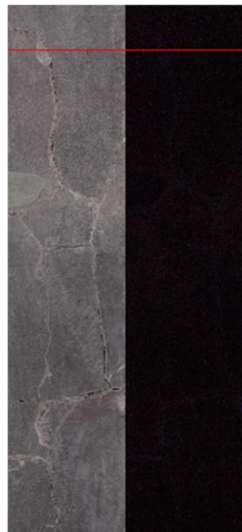
скв.11 2Т



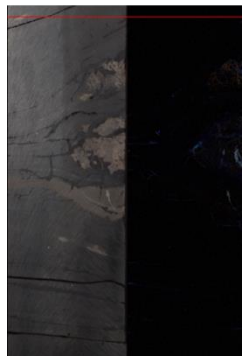
скв.11 1Т



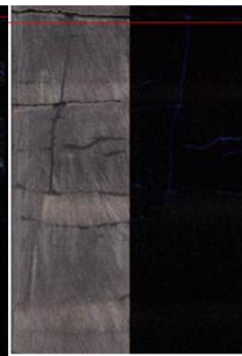
скв.11 2А



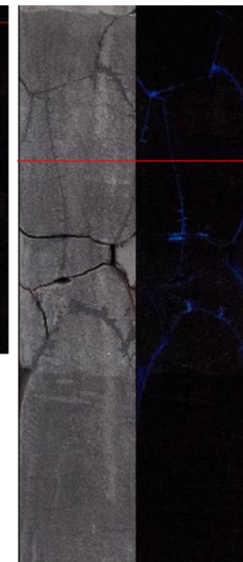
скв.10 5Т



скв.4 2Т



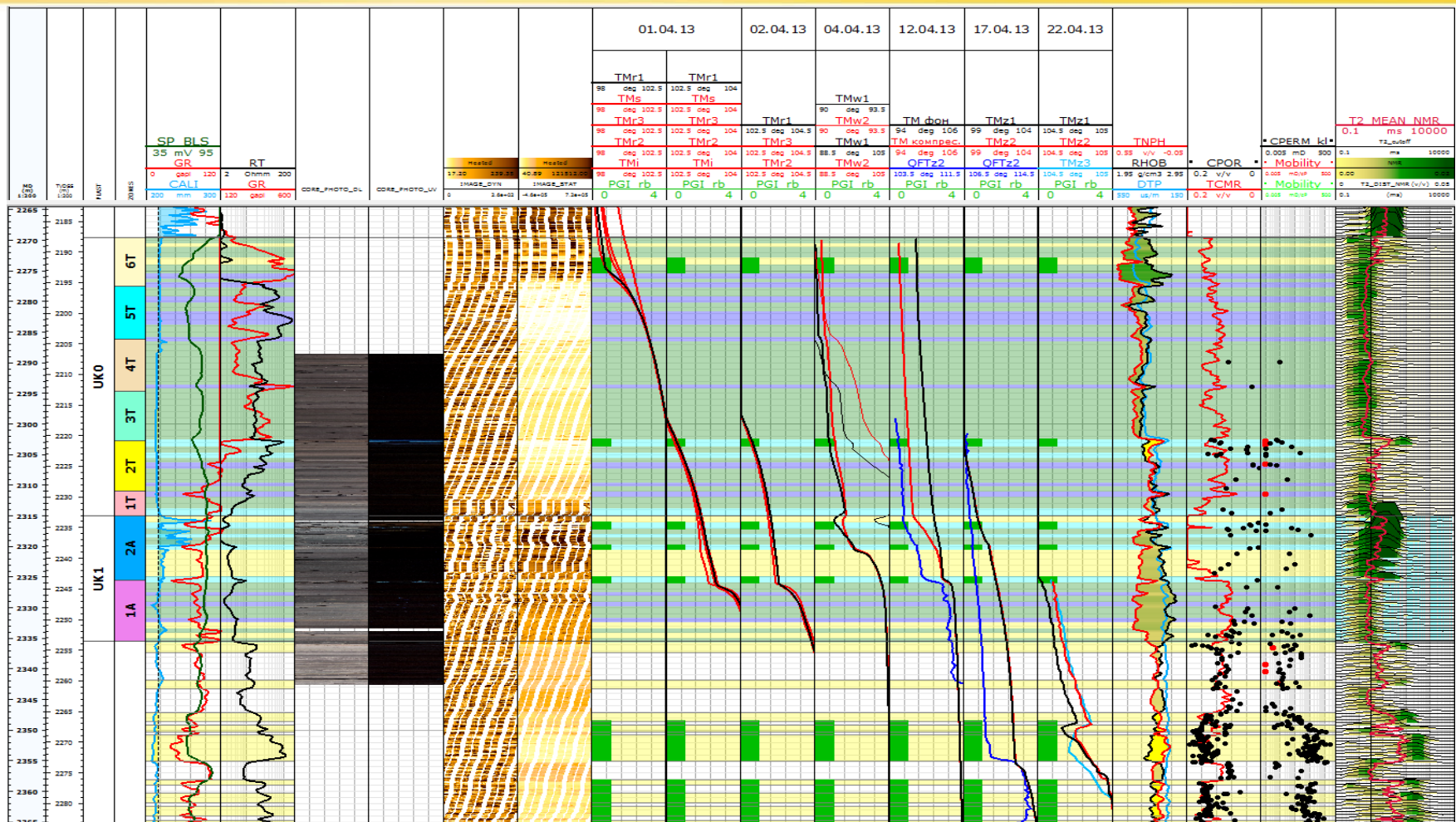
скв.4 1Т



скв.12 2Т

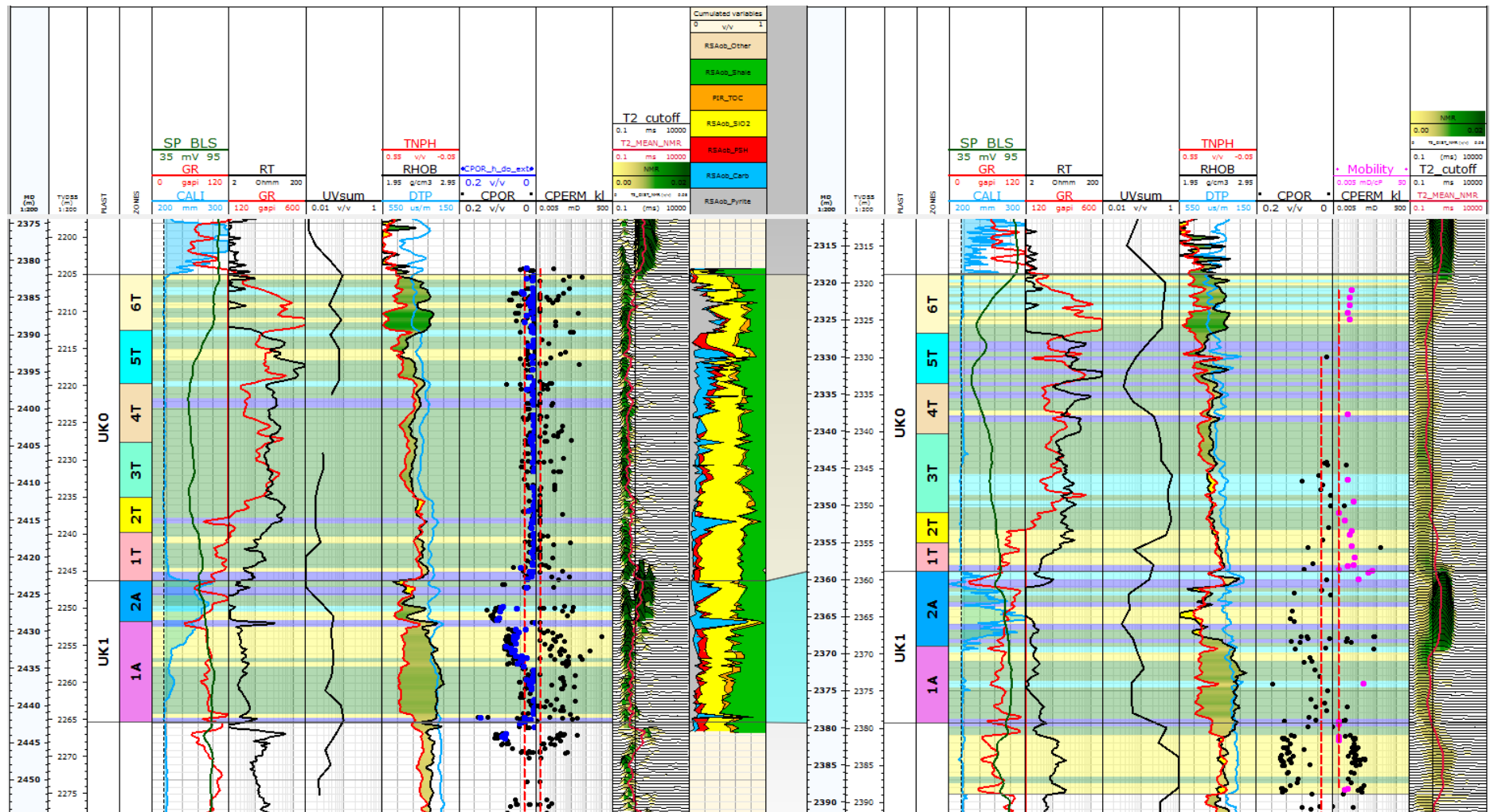


Анализ данных ПГИ (термометрия) пример скв.6



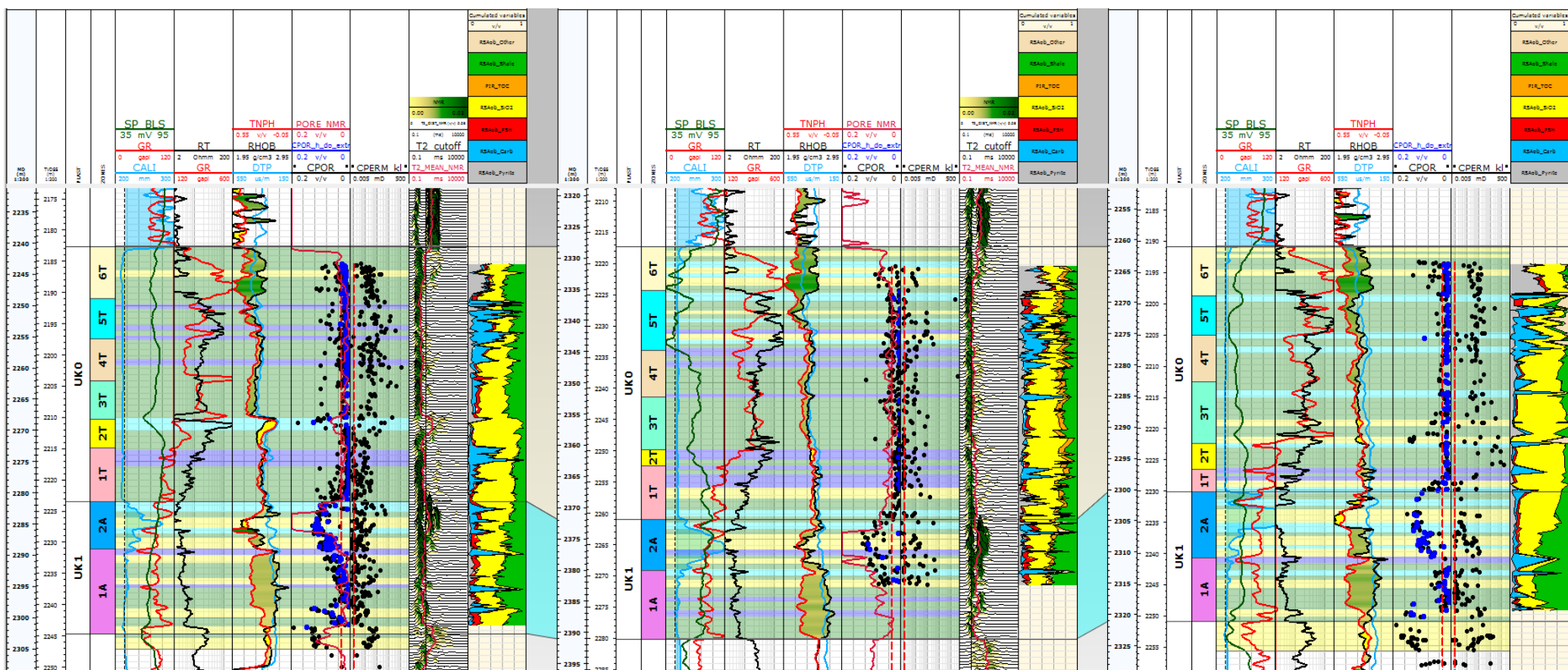
По результатам интерпретации данных ПГИ и выполненного предварительного литологического расчленения разреза можно сделать вывод, что работают интервалы кремнистых (жёлтая заливка) и карбонатных пород (голубая заливка) ЮКО, карбонатных пород ЮК1, алевролитов и песчаников (жёлтая заливка) ЮК2-О и ЮК2.

Анализ данных ГТИ, подвижности и Кп до экстр. скв.11 и 3



По данным суммарного газопоказания, а также подвижности по ГДК/ОПК интервалы с подвижностью и повышенными газопоказаниями наблюдаются в кремнистых и карбонатизированных породах ЮКО, карбонатизированных породах ЮК1.

Анализ данных ЯМК и Кп до экстр.скв.12, 9 и 10

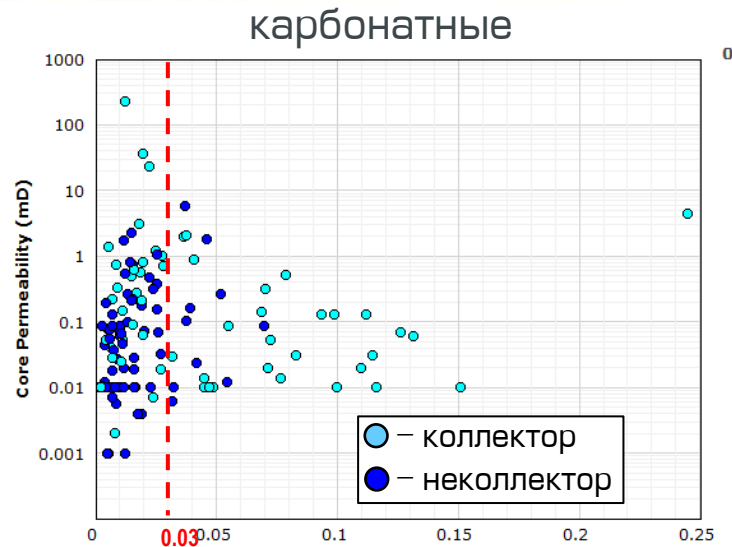
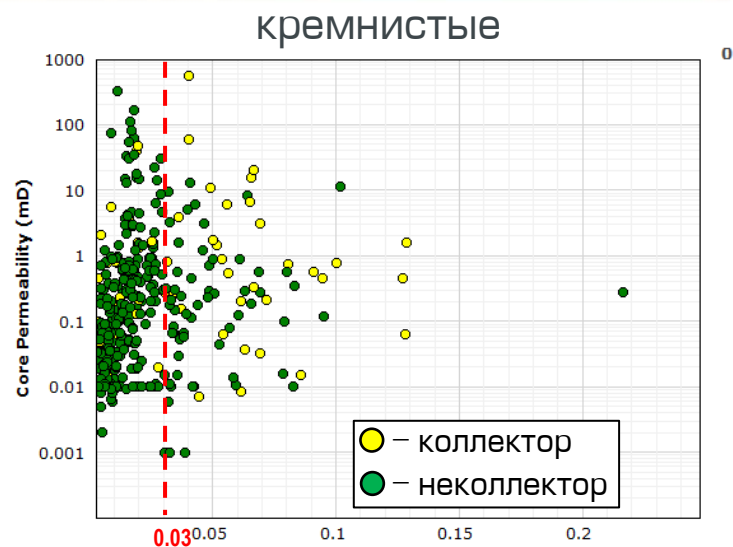


По данным смещения спектра T2 вправо, повышению Кп эф по ЯМК над фоновыми значениями, а также наличию Кп до экстр.>3% коллекторами ЮКО являются кремнистые и карбонатные породы мощностью около 0,4м; алевролиты и карбонатные породы ЮК1.

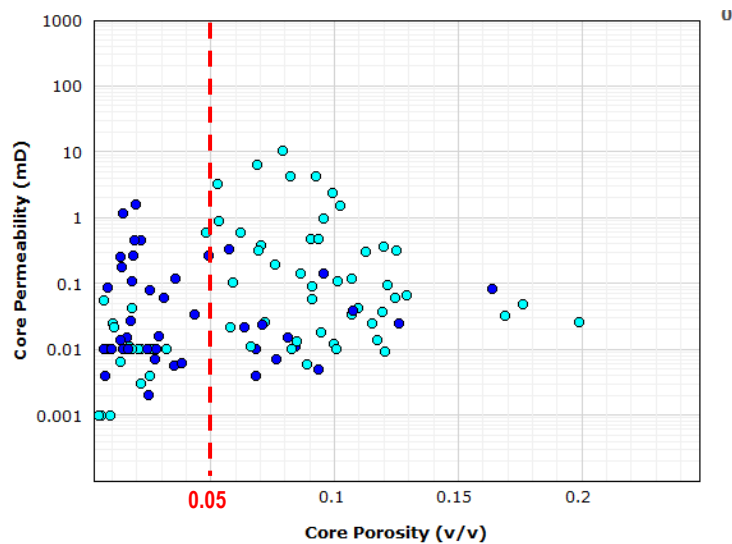
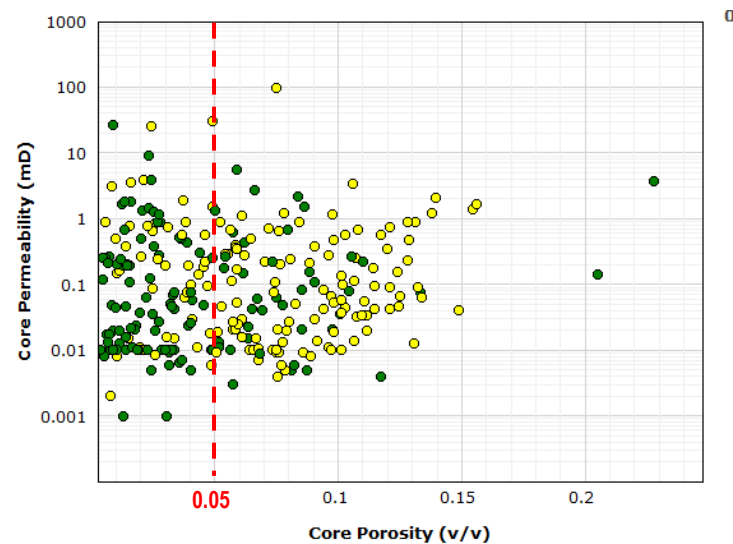
Оценка Кп гр по данным прямых качественных признаков совместно с ПГИ, ГТИ в скв. с расширенным ГИС



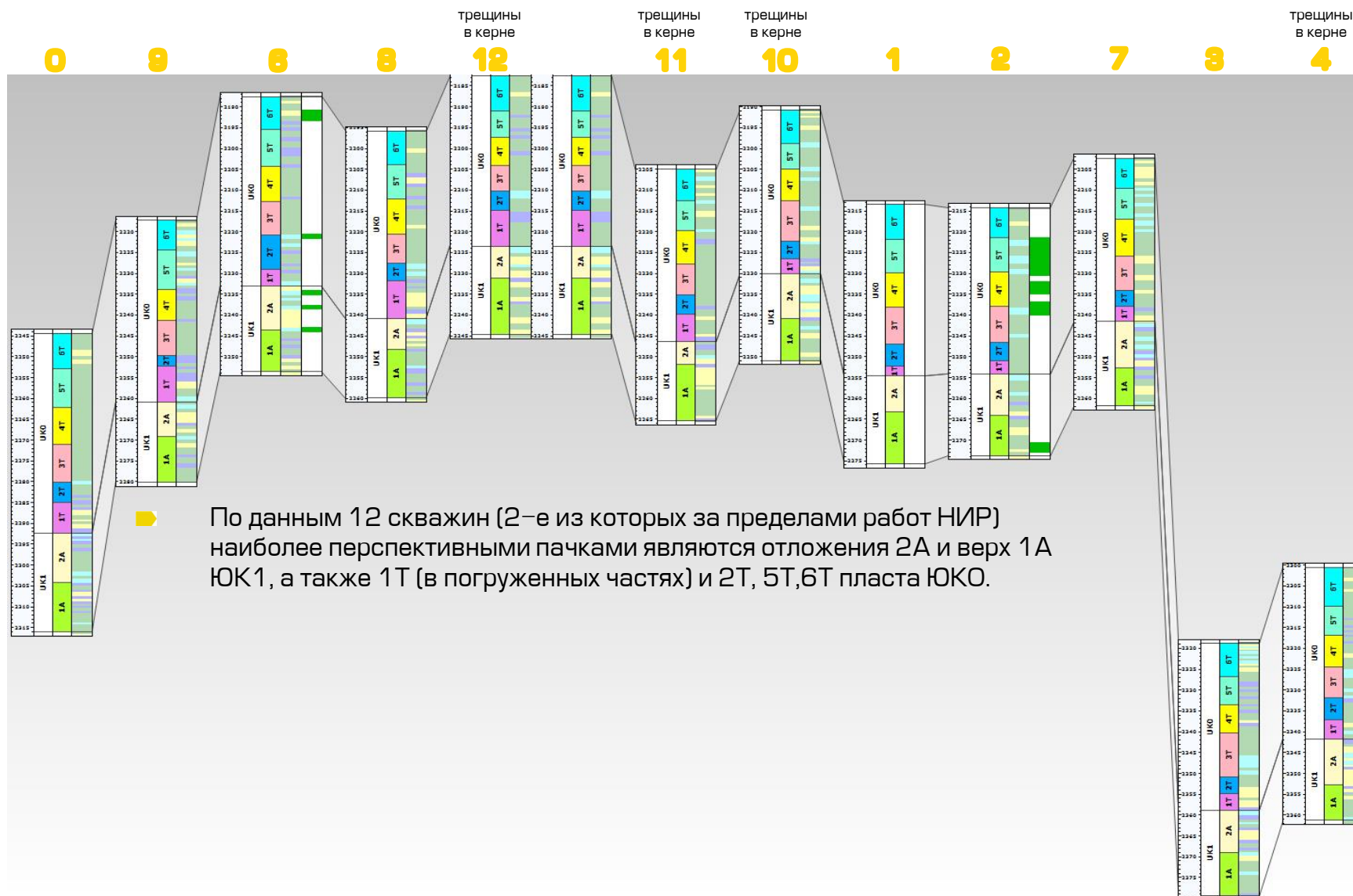
ЮКО



ЮК1

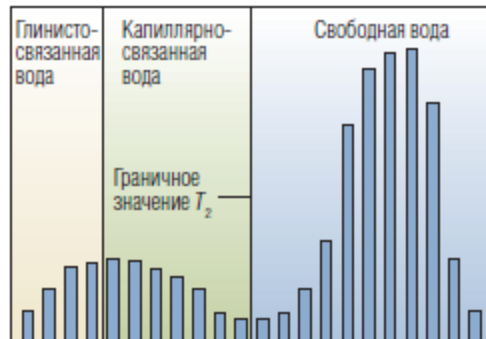


Литологический профиль скважин (с запада на восток)



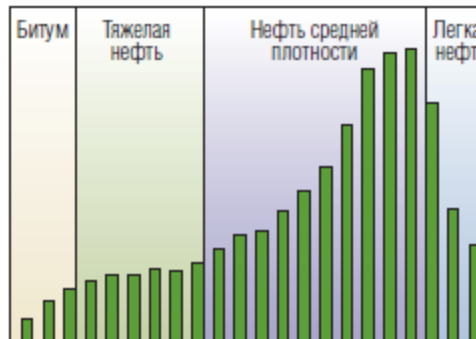


Распределение T_2 для минерализованной воды



Размер пор →

Распределение T_2 для нефти



← Вязкость и состав

Полное распределение

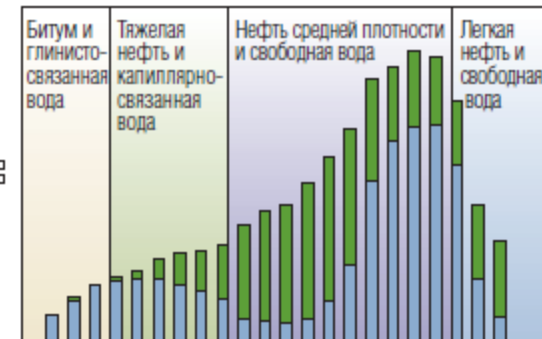


Рис 2. Влияние нефти на распределения T_2 . Время релаксации T_2 для заполненных минерализованной водой пор обычно зависит от их размера. Это распределение T_2 часто бимодальное, с пиками для малых и больших пор (слева на рис.). Малые поры содержат глинисто- и капиллярно-связанные флюиды, и в этом случае времена релаксации малы. Большие поры содержат подвижную свободную воду, поэтому времена релаксации больше. Линия, разделяющая области связанных и свободных флюидов, проходит при граничном значении T_2 . Если поровые пространства коллектора заполнены

нефтью, то измеренное распределение T_2 определяется вязкостью и составом нефти (в центре рис.). Из-за молекулярной структуры составляющих их веществ битумы и тяжелые нефти характеризуются высокими скоростями затухания, т.е. малыми временами T_2 . Для более легких нефтей и газоконденсата спектр времен T_2 перекрывается с таковым для минерализованной воды в порах большего размера. Обводненная нефть в коллекторе описывается комбинацией времен T_2 , зависящей как от размера пор, так и от свойств флюида (справа на рис.).

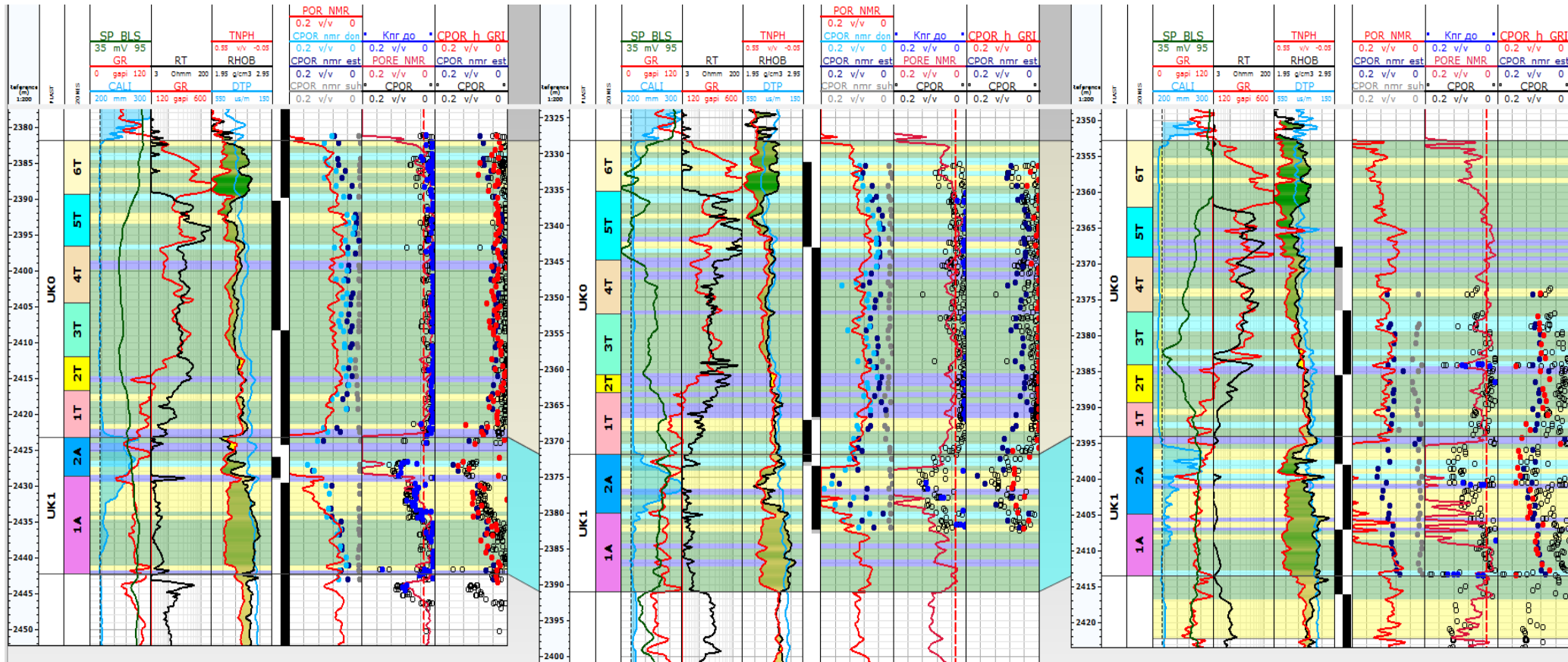
Сравнение Кп по различным методикам исследования керна и ЯМК



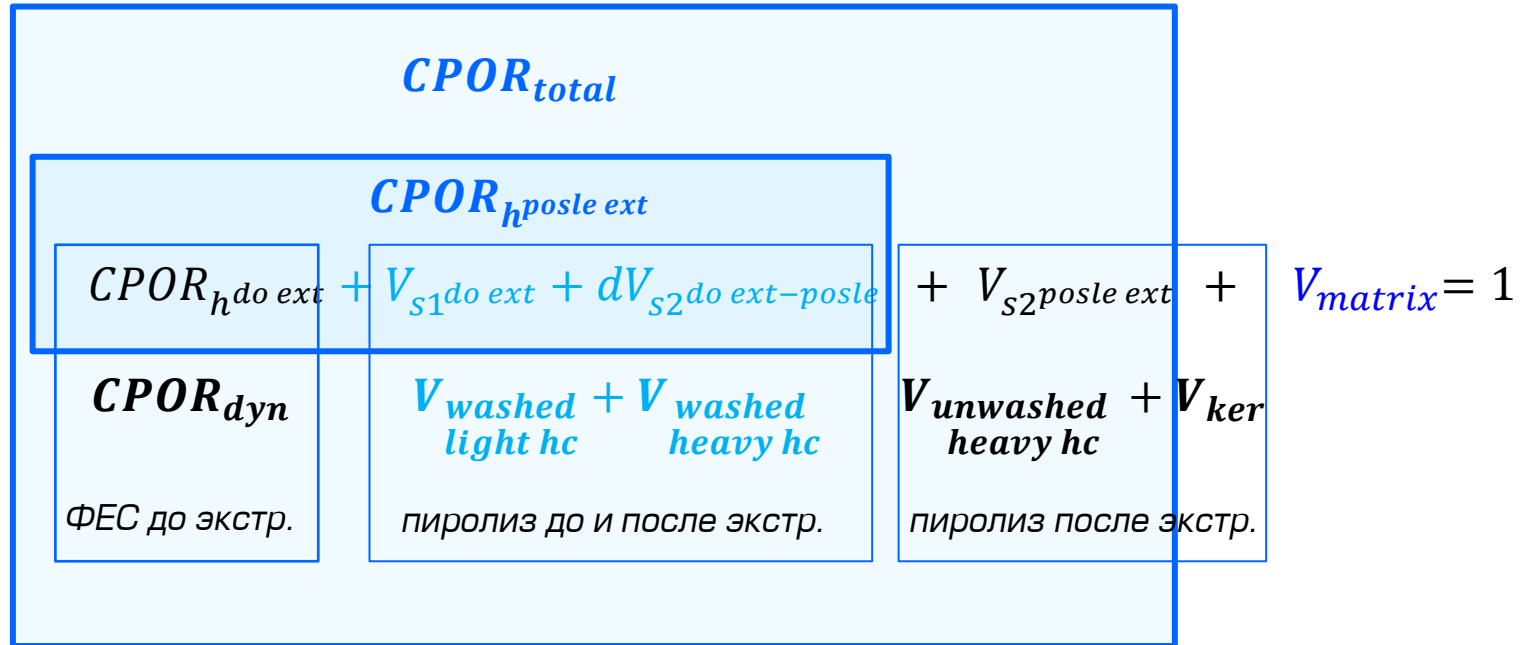
11

9

4



- Анализ результатов Кп ЯМР сухих образцов демонстрирует практически полное отсутствие закрытой пористости.
- Кп ЯМК наиболее близко КпЯМР с донасыщением (и общей Кп), Кпэф ЯМК к Кп по газу после экстракции.
- КпGRI соответствует КпЯМР естественно насыщенных образцов в скв.11 и 4.
- В скв.9 образцы были пересушены при пробоподготовке для исследований по м-ке GRI.



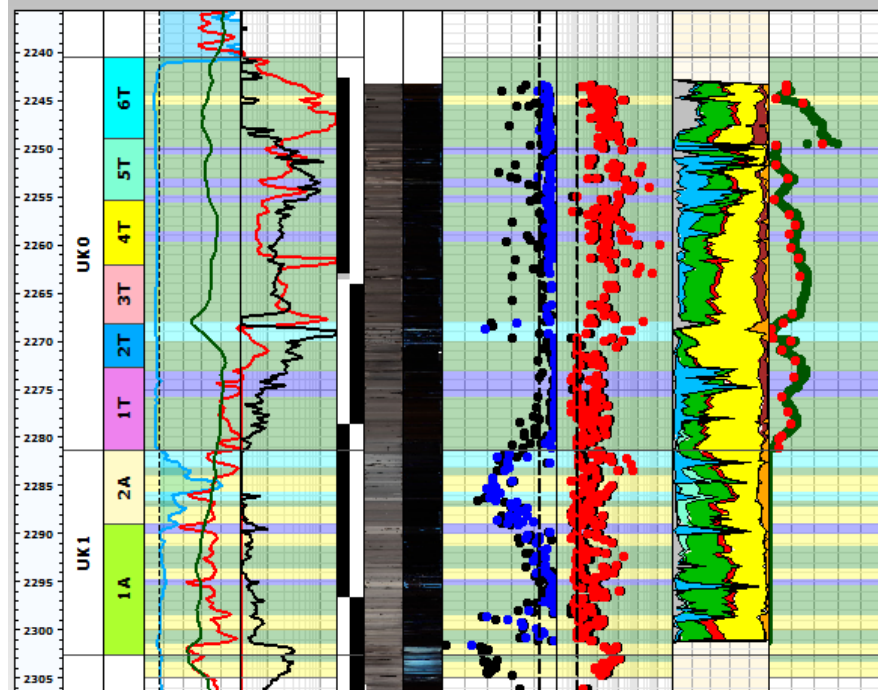
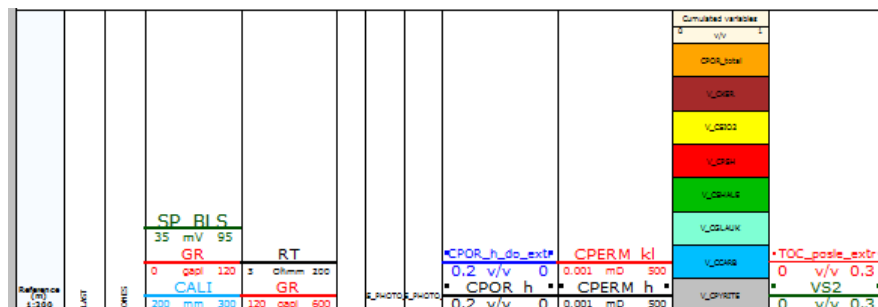
$$V_{matrix} = \boxed{V_{shale} + V_{SiO_2} + V_{psh} + V_{carb} + V_{pyr}} + \boxed{V_{glauk}}$$

$PCA_{об}/PCA_{гл}/терм/шлифы$
шлифы

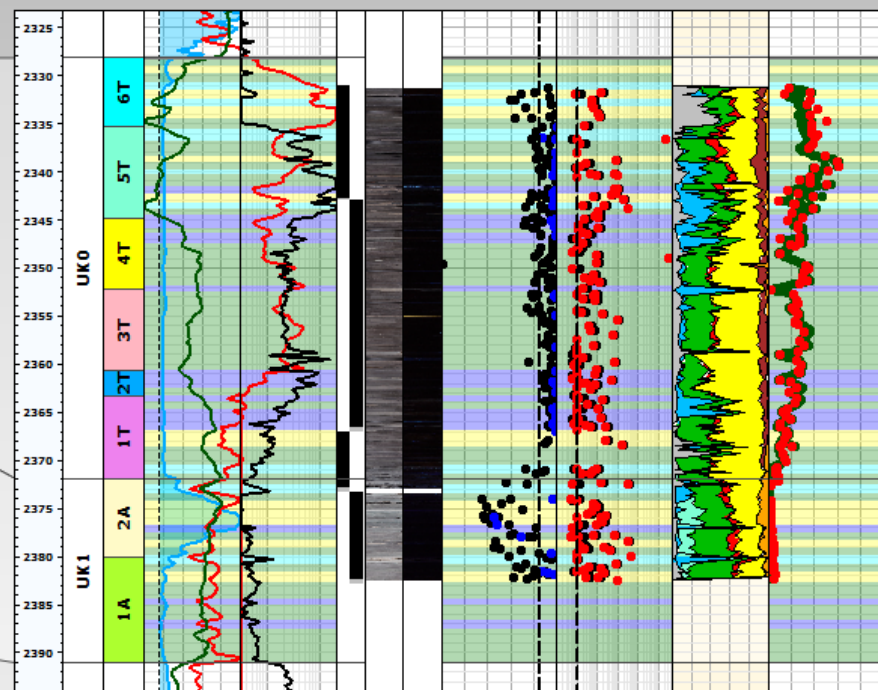
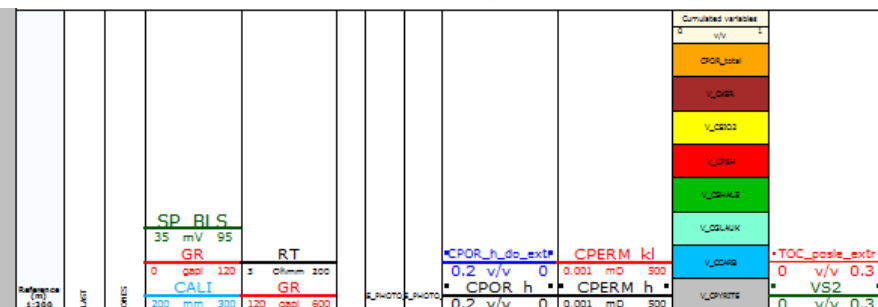
Применение обобщённой модели по керну ЮКО, ЮК1



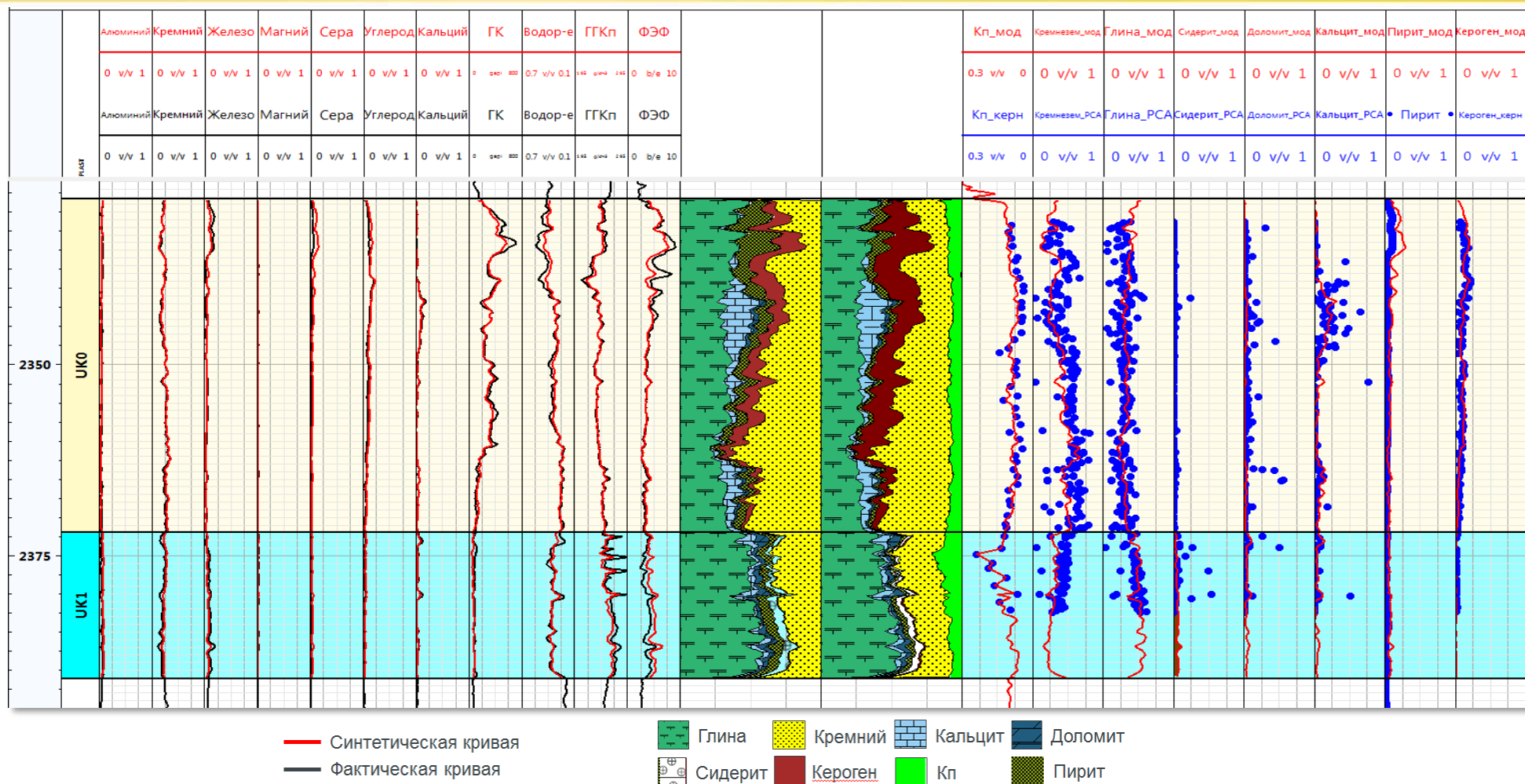
12



9



Объёмная петрофизическая модель по данным расширенного комплекса ГИС



- Использовались данные ГК, НК, ГГКлп, ИНГК-С (Al, Si, Fe, Mg, S, C, Ca), ЯМК.
- Построение полиминеральной модели выполнялось в модуле ELAN Techlog.
- Отмечается хорошая сходимость весового содержания компонент по результатам керновых исследований и модельных данных..



- Наличие массовых исследований РСА, РФА, описания шлифов, результатов исследований ФЕС и пиролиза до и после экстракции, а также данных стандартного комплекса ГИС и спектрометрического нейтронного гамма (НГКс) и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) позволили сделать вывод, что основными компонентами объёмной модели являются кварц, глинистые и карбонатные минералы, пирит и кероген (ЮКО), глауконит (ЮК1), полевые шпаты и объём пор, занятый подвижными (легкими УВ) и неподвижными флюидами (тяжёлыми УВ).
- Кпэф ЯМК, полученный по данным интерпретации спектра Т2 при отсечке 3 мс оказался близок по своим значениям к Кп газ, замеренному после экстракции образцов.
- Выделение коллекторов, выполненное по прямым качественным признакам в комплексе с данными ПГИ, ГТИ позволило установить граничное значение Кпэф ЯМК для отложений ЮКО 3% и ЮК1 – 5%.
- Данные гидродинамического каротажа показали низкую подвижность в интервале ЮКО 0,04 мД/сПз при 41 сухом тесте, горные породы ЮК1 по данным 10 замеров продемонстрировали подвижность 0,4 мД/сПз при 13 сухих.
- Визуальный анализ керна и его фотографий в дневном и ультрафиолетовом свете позволил сделать вывод о наличии системы проводящих трещин в пластах ЮКО и ЮК1. Отмечается, что тектонические трещины развиты в обоих пластах, литогенетические преобладают в ЮКО.
- В интервале ЮК1 по данным ОПК получены 2 замера нефти с компонентным составом С1(7%),С2–5(14%),С6(79%).
- Наличие подвижных углеводородов в интервале ЮКО и ЮК1 подтверждается также данными газового и промыслово-геофизического каротажа, при этом интервалы работающих толщин незначительны около **1–1,5м** и приурочены к пачкам 6Т, 2Т (ЮКО) и 2А (ЮК1) преимущественно кремнистого и карбонатного состава.



Контактная информация

г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

тел. (3452) 52-90-90

e-mail: tnnc@rosneft.ru

Наталья Щетина nvschetina@tnnc.rosneft.ru

Спасибо за внимание

