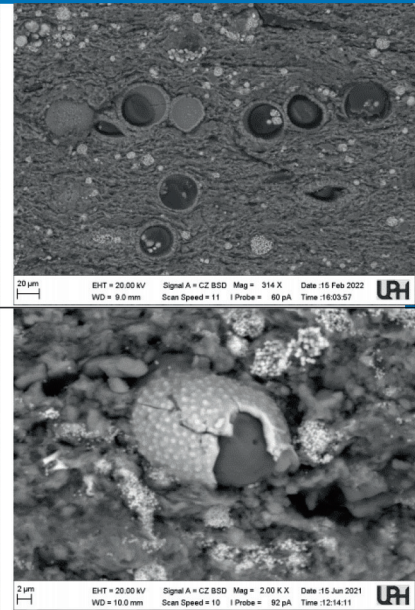
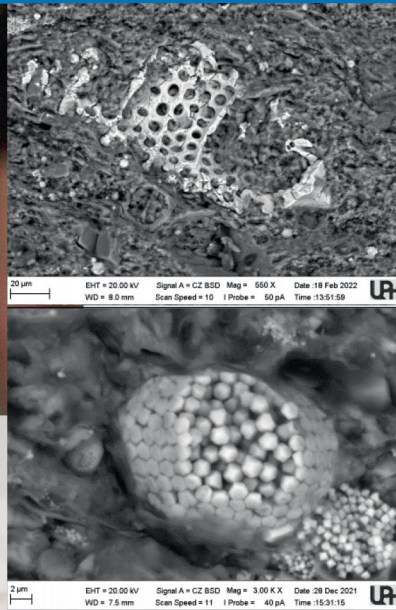




АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ХМАО - ЮГРЫ
НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР РАЦИОНАЛЬНОГО
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА



ЦЕНТР
ИССЛЕДОВАНИЙ
КЕРНА

www.crru.ru/kern.html

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА И ШЛАМА

Сбор и хранение	Отбор и пробоподготовка	Профильные	Литолого-минералогические	Определение фильтративно-ёмкостных свойств	Геохимические
Приемка	Регистрация	Спектральный гамма-картаж	Послойное литологическое описание керна	Определение нефте- и водонасыщенности	Ускоренная экстракция битуменов из пород методом ASE
Сортировка	Распиловка	Рентгеновская компьютерная томография	Изучение гранулометрического состава	Определение открытой пористости, абсолютной газопроницаемости, объемной и минералогической плотности	Определение группового состава битуменов (сSARA-анализ)
Паспортизация и перекладка	Изготовление стандартных образцов	Фотографирование	Петрографический анализ шлифов	Определение скорости прохождения упругой волны (расчет упругих модулей)	Анализ состава и распределения n-алканов и изопреноидов во фракциях насыщенных углеводородов битуменов методом ГХ-ПИД
Хранение	Изготовление шлифов	Исследование магнитных, упругих свойств и элементного состава с использованием мультисенсорного сканера	Электронная растровая микроскопия	Определение скорости прохождение упругой волны (расчет упругих модулей)	Хромато-масс-спектрометрические исследования молекулярного состава насыщенных и ароматических фракций битуменов
Предоставление заказчику	Дробление и измельчение	Прессование и плавление	Микротомография	Определение характера флюидонасыщенности методом ЯМР	Препаративное выделение керогена
	Прессование и плавление	Кислотное разложение	Определение минерального состава методом рентгеновской дифракции (РСА)	Определение коэффициента вододерживающей способности	Исследование ОВ пород методом пиролитической газовой хромато-масс-спектрометрии (Пиро-ГХ/МС, флаш-пиролиз-ГХ/МС)
	Кислотное разложение	Приготовление ориентированных образцов	Термический анализ	Специальные исследования в пластовых условиях	Исследование изотопных соотношений легких элементов - углерода (13C/12C), водорода (2D/1H), кислорода (18O/16O), азота (15N/14N) и серы (34S/32S); - соотношение изотопов углерода и водорода битуменов, их отдельных хроматографических фракций и индивидуальных нормальных алканов,
	Приготовление ориентированных образцов		Рентгенофлуоресцентный анализ (РФА)		- соотношение изотопов углерода и кислорода карбонатных пород,
			Определение микроэлементного состава методом ИСП-АЭС		- соотношение изотопов углерода, азота, серы, водорода и кислорода керогена
			Определение ультрамикроэлементного состава методом ИСП-МС		Определение содержания С, Н, N, S и О в образцах керна
					Пиролитические исследования
					Кинетические исследования

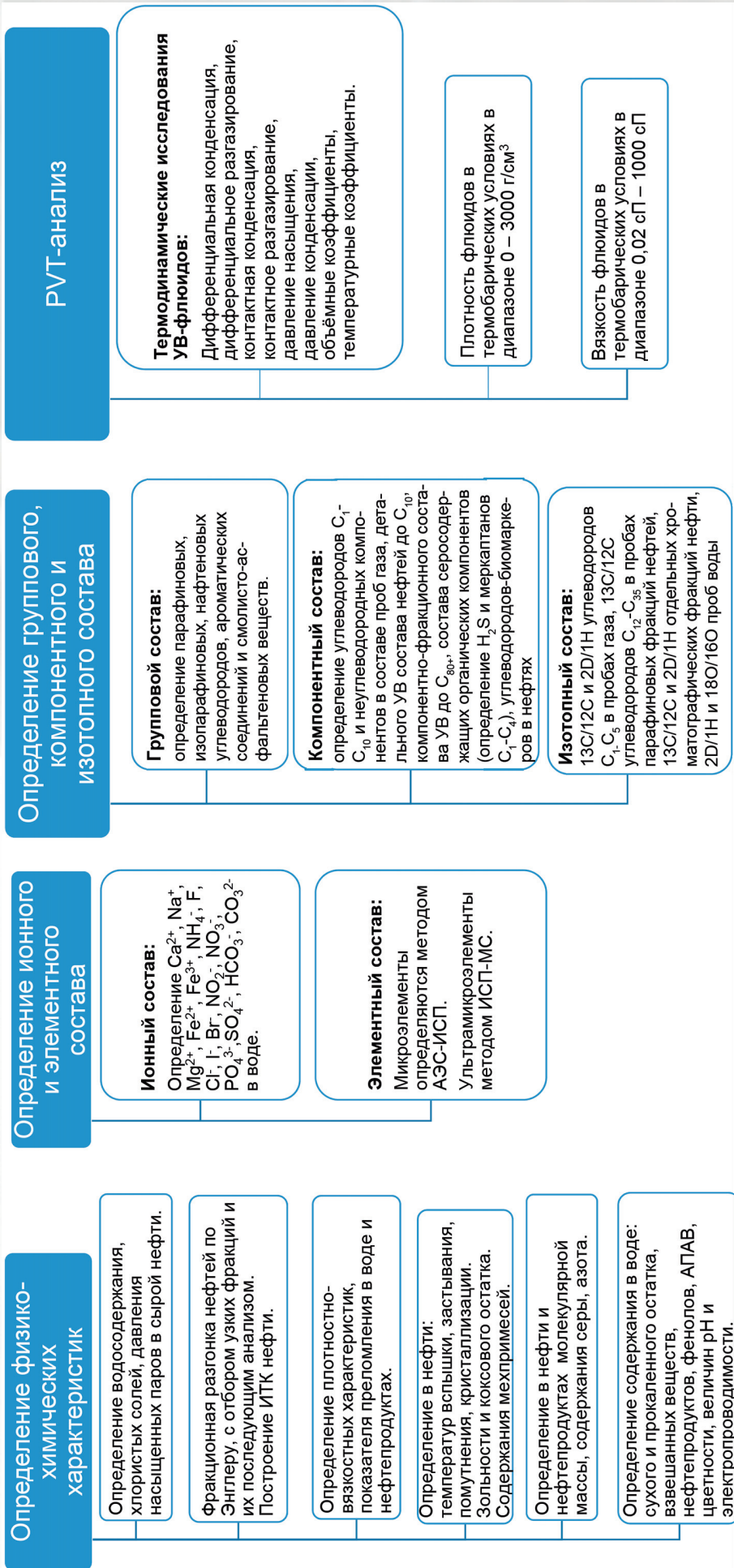


АТТЕСТАТ АККРЕДИТАЦИИ

RA.RU.21HY50



ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ



ОКРУЖНОЕ КЕРНОХРАНИЛИЩЕ



Окружное кернохранилище было создано в 2002 году. Это уникальная «библиотека каменного материала» площадью 3600 м², где образцы керна хранятся при постоянной температуре, не теряя с годами своих свойств. Кернохранилище способно вместить 960 тыс. м кернового материала.

Керн – первый и достоверный источник информации о геологическом строении недр, свойствах горных пород, условиях осадконакопления и, в конечном итоге, о наличии нефти.

На 01.06.2022 года в окружном кернохранилище размещено:

- 257 тыс. м керна из 5327 скважин. Из них 237 тыс. м систематизировано и размещено на стеллажи для долговременного хранения;
- в шлифотеке хранится 13200 петрографических шлифов;
- сделано 13500 проб бурового шлама.



СБОР И ХРАНЕНИЕ КЕРНА И ШЛАМА



Керн, поступающий от недропользователей, в процессе подготовки к длительному хранению подвергается тщательной ревизии, при необходимости оперативным исследованиям, затем перекалывается в специальную тару и адресно размещается в ячейки стеллажей.

В случае необходимости, керновый материал может быть оперативно предоставлен для дополнительных исследований.

Исследование керна выполняется аккредитованным отделением, оснащённым самым современным оборудованием.

Окружное кернохранилище, действующее в структуре АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана», осуществляет сбор, централизованное долговременное хранение, оперативное исследование кернового материала, отобранного на территории автономного округа.



Цель долговременного хранения – обеспечение возможности изучения керна не только нынешними, но и будущими поколениями геологоразведчиков.

Долговременное хранение керна осуществляется в специализированном отапливаемом складе размерами 75×48 м, оснащённом металлическими стеллажами высотой 9 м, общей вместимостью 960 000 м.

ОТБОР ПРОБ И ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦОВ К ИССЛЕДОВАНИЯМ

Лабораторный комплекс кернохранилища позволяет проводить все необходимые операции по подготовке керна, отбору и изготовлению образцов горных пород для литологических, петрографических, петрофизических, геохимических, минералогических и иных видов исследований. КERN, подлежащий лабораторным исследованиям, проходит подготовку в соответствии с ГОСТ 26450.0-85



Отделение по сбору и хранению керна обладает современным камнерезным и камнеобрабатывающим оборудованием, которое позволяет изготавливать как стандартные образцы каменного материала для рутинных петрофизических исследований, так и образцы произвольной формы.



ОТБОР ПРОБ И ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦОВ К ИССЛЕДОВАНИЯМ

ДРОБЛЕНИЕ И ИЗМЕЛЬЧЕНИЕ

Дробление образцов до размера частиц 4–6 мм выполняют с использованием щековой дробилки. При необходимости измельчение (истирание) пробы проводят в ступке-мельнице с гарнитурой из агата. Крупность частиц варьирует в диапазоне 10–500 мкм.



Щековая дробилка Retsch
(Германия)
Мельница-ступка Pulverisette 2
(Германия)

ЭКСТРАКЦИЯ ОБРАЗЦОВ



Экстракцию цилиндрических и измельченных образцов проводят органическими растворителями в аппаратах Сокслета.

ОТБОР ПРОБ И ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦОВ К ИССЛЕДОВАНИЯМ



ИЗГОТОВЛЕНИЕ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ШЛИФОВ

Отбор образцов керна для изготовления петрографических шлифов размером 20×30 мм или Ø 30 мм, производится на специализированных камнерезных станках.

Отобранные образцы привязываются по глубине отбора и маркируются. Далее производится визуальный осмотр образца, цементация эпоксидной смолой, предварительная и тонкая обработка на абразивах разной зернистости.

Поверхность стекла обрабатывается на станке Buehler Petro-Thin для приклеивания образца.

Приклеивание образца к стеклу производится эпоксидной смолой и является ответственным этапом при изготовлении шлифов. Перед началом работы эпоксидная смола обрабатывается вакуумированием для удаления воздуха.

Затвердевание эпоксидной смолы составляет 12 часов.



Образец отрезается от предметного стекла на станке Buehler Petro-Thin и шлифуется до толщины 30-50 микрон.

Финальная дотирка шлифа до готовности выполняется вручную на стекле с абразивом, готовность контролируется при помощи микроскопа.

При необходимости производится окрашивание эпоксидной смолы красителем, приклеивание покровного стекла на шлиф.

ПРОФИЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

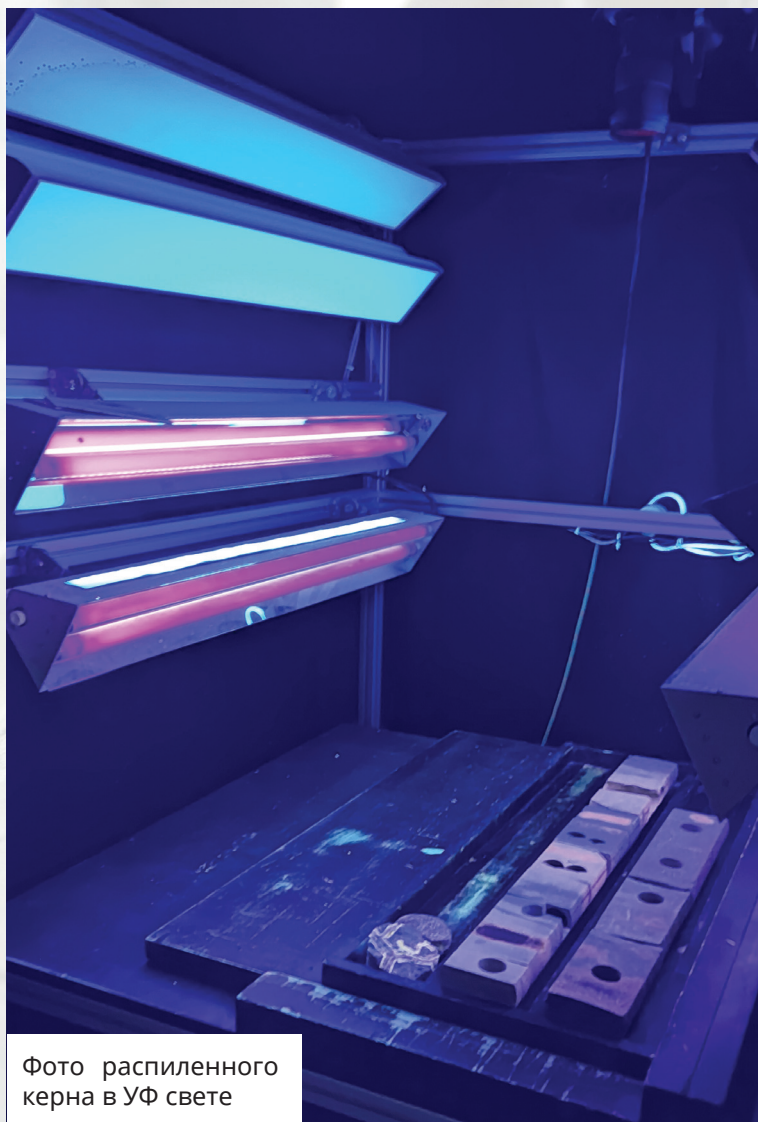


Фото распиленного
керна в УФ свете

АНАЛИЗАТОР DMT CORESCAN®3

Анализатор DMT CoreScan®3 выполняет сканирование оптического изображения боковой округлой поверхности керна диаметром 25 ... 150 мм (диаметр распиленного керна до 250 мм) и длиной до 1 метра.

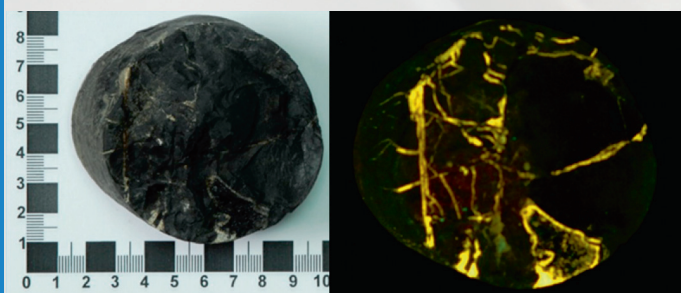
Керн вращается вокруг продольной оси и сканируется цифровой линейной камерой. Анализатор обеспечивает полное изображение развернутой окружной поверхности керна в режиме 360°.

ФОТОГРАФИРОВАНИЕ КЕРНА ПРИ ДНЕВНОМ И УЛЬТРАФИОЛЕТОВОМ ОСВЕЩЕНИИ

Детальное фотографирование при дневном и ультрафиолетовом освещении полноразмерного, распиленного керна и фотографирование образцов производится на установке CDP-265, оснащённой камерой высокого разрешения Canon EOS 5Dsr и объективом EF 24-70 mm f/2.8.



3D фото боковой поверхности колонки керна 1 м



Нефтенасыщенный керн в дневном и УФ свете

ПРОФИЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

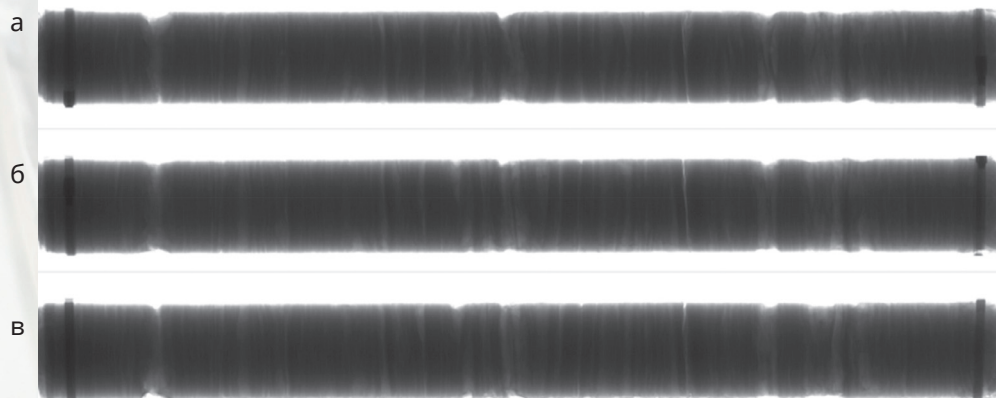


Мультисенсорный рентгеновский томограф керн RXCT (Geotek Limited, Великобритания)

ТОМОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА

Назначение – оценка состояния изолированного керн, поступившего на исследования.

Осветленное изображение керн снято в режиме радиографии в трех проекциях 0°(а), 45°(б), 90°(в)



Вращающаяся система «источник-детектор»

→ режим радиографии (2D) дает возможность получить три проекции съемки керн на углах 0°, 45° и 90°;

→ режим КТ(3D) дает возможность получить детальные реконструированные изображения керн в двух проекциях и набор слайсов.

ПРОФИЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МУЛЬТИСЕНСОРНОГО СКАНЕРА

Построение колонок распределения показателей по следующим датчикам, установленным в приборе:

- портативный XRF-анализатор;
- точечный датчик магнитной восприимчивости;
- контурный датчик магнитной восприимчивости;
- поршневой датчик измерения скорости продольной (P) и поперечной (S) волны;
- фотографирование в дневном и УФ-свете.



Мультисенсорный сканер керна MSCL-SXZ (Geotek Limited, Великобритания)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОРТАТИВНОГО АНАЛИЗАТОРА

Назначение – экспресс-определение элементного состава (от Mg до U) образцов керна (полноразмерный керна, измельченные образцы, осколки).

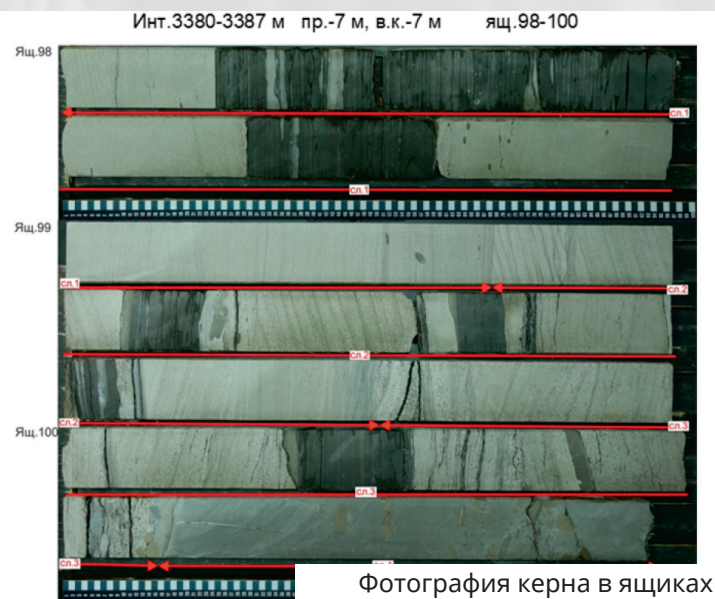


Портативный рентгенофлуоресцентный спектрометр NITON XL3t 950 GOLDD (Thermo Fisher Scientific, Швейцария)

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

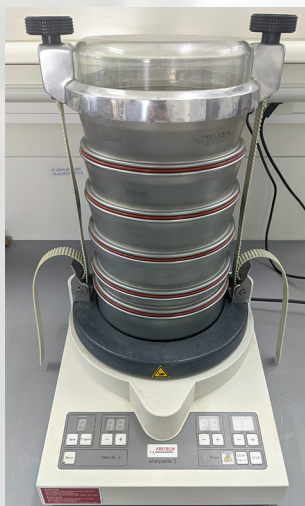
ОПИСАНИЕ КЕРНА – ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД

При изучении керна выполняется полное послойное описание (визуально выделяются слои, имеющие существенно однородный литологический состав, измеряется толщина каждого слоя, определяется название породы, цвет, плотность, структурные и текстурные особенности, наличие слойков, линз, включений, пустот, органики, признаков нефтенасыщения, отличие данного слоя от предыдущего, контакт).



ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Гранулометрический анализ выполняется традиционным ситовым методом. Размельчённые, обработанные соляной кислотой, отмытые от глинистой фракции высушенные пробы рассеиваются на наборе сит фирмы Fritch, либо исследуются на лазерном анализаторе Fritch Analisette 22.



ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ШЛИФОВ

Петрографический анализ позволяет:

- устанавливать точный состав породы;
- определять ее текстурно-структурные особенности;
- выявлять наличие органических остатков для выполнения более корректного литолого-фациального анализа;
- выяснять характер вторичных изменений;
- охарактеризовать пустотное пространство, нефтенасыщение и тип коллектора.

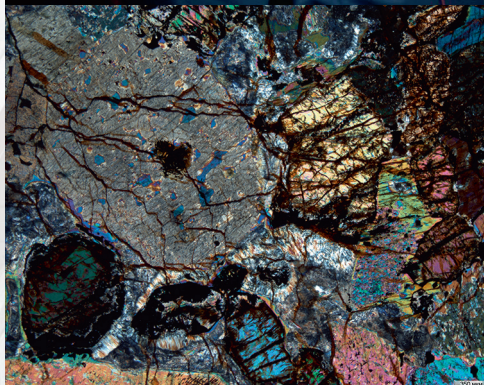


Поляризационный микроскоп Leica

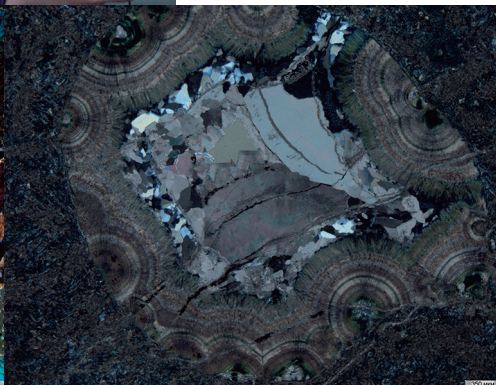


Поляризационный микроскоп Olympus BX53 с цифровой фотокамерой SIMAGIS XS-6CU

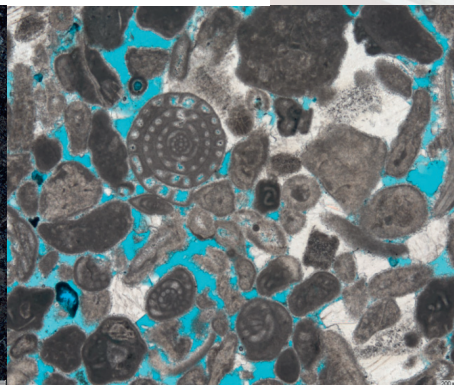
Имидж-анализ структуры порового пространства и трещиноватости в шлифах проводится по панорамным снимкам, выполненным с помощью специализированного сканирующего столика. Для обработки фотографий и количественного расчета используется программное обеспечение Керн С7, позволяющее анализировать различные геометрические параметры.



Горнблендит. Фото шлифа с анализатором; увеличение 25^х



Базальт карбонатизированный, хлоритизированный, порфиризовидный, с интерсертальной структурой основной массы, с миндалекаменной текстурой, слаботрещиноватый. Панорамное фото шлифа с анализатором; увеличение 25^х

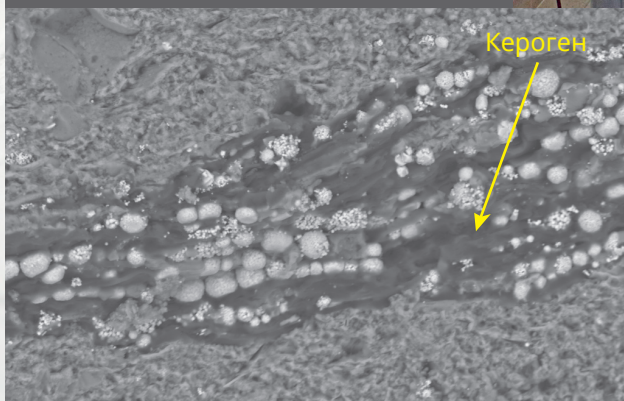


Полидетритовый известняк со спаритовым цементом, неоднородной текстуры, пористый

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

ЭЛЕКТРОННО- МИКРОСКОПИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Растровая электронная микроскопия (РЭМ) основана на взаимодействии электронного пучка (зонда) с поверхностью образца. Электроны зонда взаимодействуют с материалом образца и генерируют сигналы различной физической природы, которые используются для синхронного построения изображения на экране монитора.



Применение:

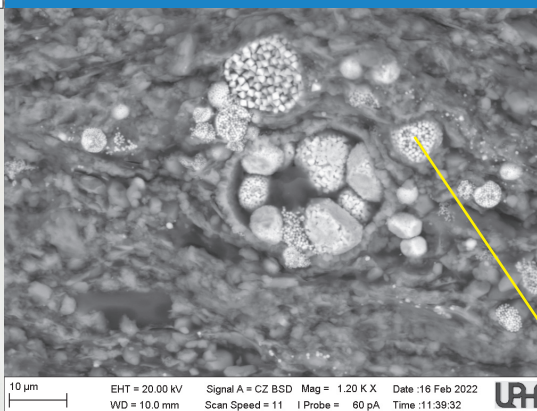
- описание структуры порового пространства;
- изучение рельефа поверхности зерна;
- идентификация фаз, образующих микровключения в минералах;
- элементное картирование поверхности образцов;
- выявления минералого-геохимических особенностей отложений нефтематеринских пород.

Образец баженовской свиты

X Date :24 Jan 2022
3 pA Time :17:20:17

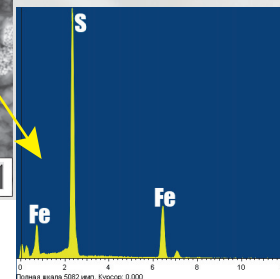


Комплекс напылительной установки EMITECH (Polaron, Англия) - для пробоподготовки - нанесение токопроводящего слоя металла на поверхность образца для качественного анализа



Обособления глобулярного пирита в органическом остатке

Энергодисперсионный спектр образца баженовской свиты в точке



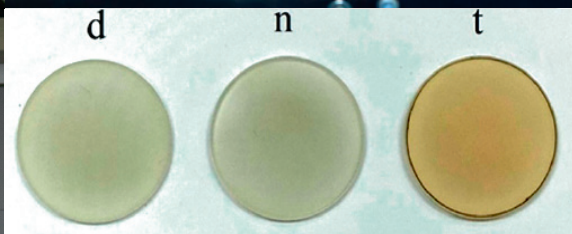
ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

РЕНТГЕНОФАЗОВЫЙ АНАЛИЗ ОБРАЗЦОВ КЕРНА



Дифрактометр ARL X`TRA
(ThermoFisher Scientific,
Швейцария)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ РЕНТГЕНОВСКОЙ ДИФРАКЦИИ ПО МЕТОДУ РИТВЕЛЬДА



ТЕРМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Назначение:

→ позволяет выполнять измерения изменения массы и тепловых эффектов, в температурном диапазоне -150-2400 °С;

→ для рутинного анализа газов и, в частности, летучих продуктов разложения термического анализа.



Синхронный термический анализатор NETZSCH STA 449 F3 Jupiter® комбинированный с масс-спектрометром QMS 403 (Aeolos Quadro®, Германия)

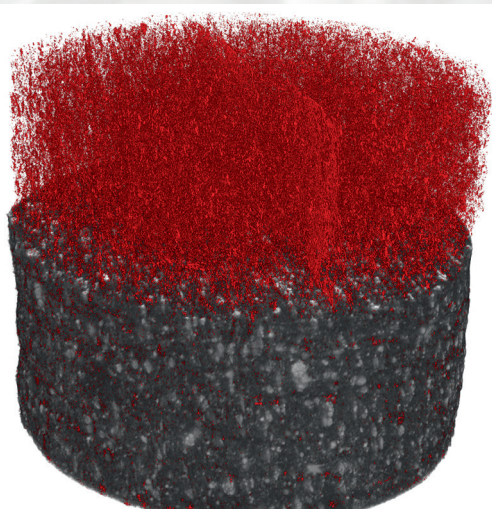
МИКРО- И НАНОТОМОГРАФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Дают возможности для 3D-визуализации и точного моделирования геологических материалов при разведке нефти и газа.

Исследования горных пород рентгеновским методом основано на различии в плотности горной породы, минеральных включений, пустот и трещин, и заполняющих их пластовых флюидов. Рентгеновское излучение, проходя сквозь горную породу, теряет мощность пропорционально ее плотности и регистрируется ячейками матрицы приемника, формируя пиксельное изображение.



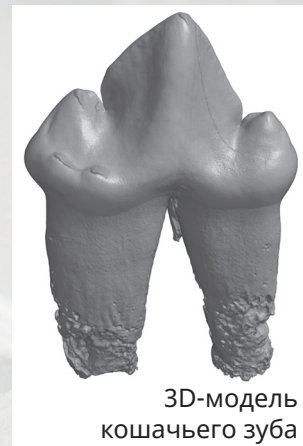
Рентгеновский нанотомограф SkyScan 2214 (BRUKER, Бельгия)



Образец керна баженовской свиты сверху – поровое пространство, снизу – минеральная матрица



3D-модель мухи-дрозофилы



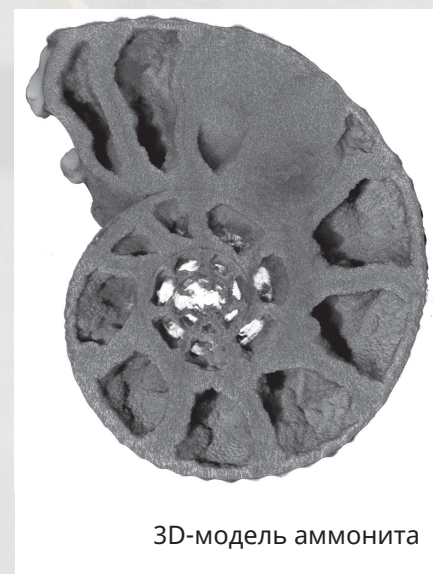
3D-модель кошачьего зуба



3D-модель порового пространства образца баженовской свиты



Срез кедрового ореха



3D-модель аммонита

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД

МАКРОЭЛЕМЕНТНЫЙ АНАЛИЗ ПОРОД РЕНТГЕНСПЕКТРАЛЬНЫМ МЕТОДОМ



Рентгенофлуоресцентный спектрометр ARL PERFORM'X 4200 (Thermo Fisher Scientific, Швейцария)

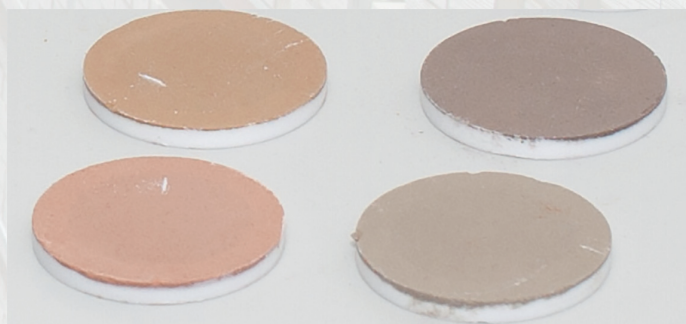
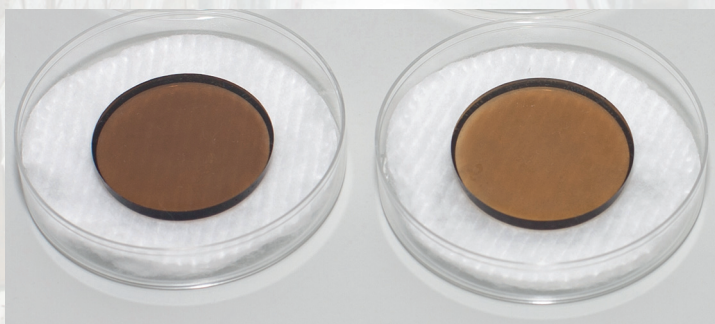
Назначение:
→ прецизионное определение элементного состава (от F до урана U) образцов керна, нефти, пластовой воды;
→ элементное картирование поверхности образцов с построением 3D и 2D изображений.



Электрическая печь сплавления Katanax X300 (Katanax® inc., Канада)



Автоматизированный пресс Vaneox (FLUXANA, Германия)



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД

МИКРОЭЛЕМЕНТНЫЙ АНАЛИЗ ПОРОД МЕТОДОМ ИСП-АЭС

Методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой одновременно определяется порядка 20 и микро-макроэлементов в образцах горных породах, с предварительным их кислотным разложением. Высокая стабильность излучения разряда, экспрессность измерений, простота градуирования, высокие метрологические показатели делают метод незаменимым для количественного определения элементов в геологических образцах.



Атомно-эмиссионный спектрометр с индуктивно-связанной плазмой iCAP 7400 DUO (Thermo Fisher Scientific, США)

УЛЬТРАМИКРОЭЛЕМЕНТНЫЙ АНАЛИЗ ПОРОД МЕТОДОМ ИСП-МС



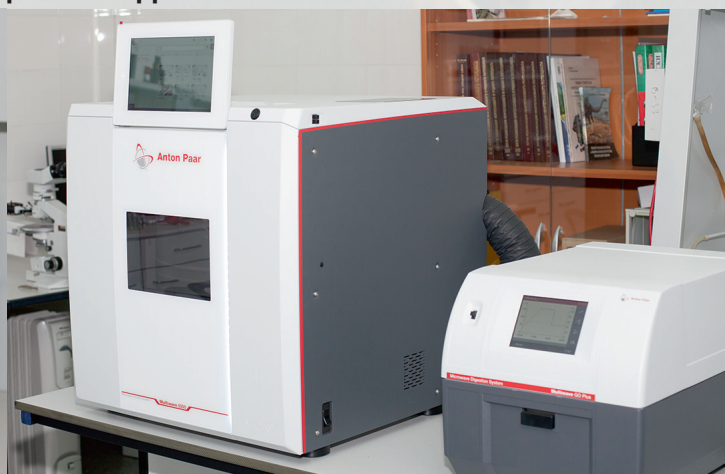
Масс-спектрометр с индуктивно-связанной плазмой 7800 ICP-MS (Agilent, США)

Метод масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой позволяет определять ультрамикроэлементы, в том числе редкоземельные, в следовых количествах в предварительно разложенных смесью кислот образцах горных пород. Редкоземельные элементы наиболее информативны при изучении геохимических процессов и широко используются в осадочной петрологии для реконструкции обстановки осадконакопления.

ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦОВ ПОРОД К АНАЛИЗУ



Система разложения проб в закрытых сосудах HotBlock SC 2050, (Environmental Express, США)



Микроволновая система кислотного разложения MULTIWAVE 5000 и GO Plus (Anton Paar, Австрия)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕ- И ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

РЕТОРТНЫЙ МЕТОД

Принцип ретортного метода заключается в нагревании образца керна до высоких температур. Нефть и вода из образца керна испаряются, затем конденсируются и собираются в градуированной приемной пробирке. Образцы постепенно нагреваются до 175 °С для выделения воды, а затем до 650 °С для выделения нефти.



ЭКСТРАКЦИОННО-ДИСТИЛЛЯЦИОННЫЙ МЕТОД

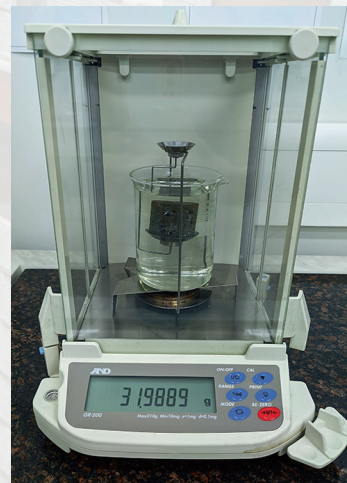
Остаточную водо-нефтенасыщенность образцов изолированного керна определяют экстракционно-дистилляционным методом в аппаратах Закса в парах горячего толуола.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

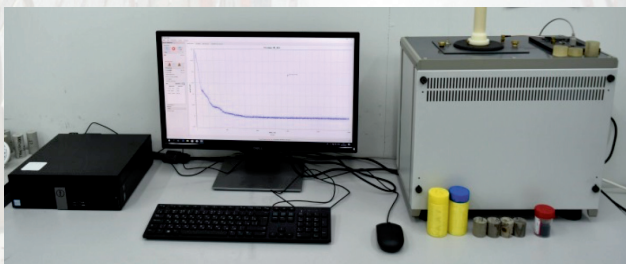
НАСЫЩЕНИЕ ЖИДКОСТЬЮ (ПО ГОСТ 26450.1-85)

Сущность метода заключается в определении объема пустотного пространства образца, его внешнего объема, по разности масс сухого и насыщенного жидкостью образца, и вычислении коэффициента пористости, объёмной и кажущейся минералогической плотности путем математических расчётов.



МЕТОД ЯДЕРНОЙ МАГНИТНОЙ РЕЛАКСАЦИИ

Прибор предназначен для определения пористости, влагосодержания, глинистости горных пород-коллекторов нефти и газа методом ядерного магнитного резонанса, для петрофизических исследований керна и пластовых флюидов.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ГАЗОВОЛЮМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ И АБСОЛЮТНОЙ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ

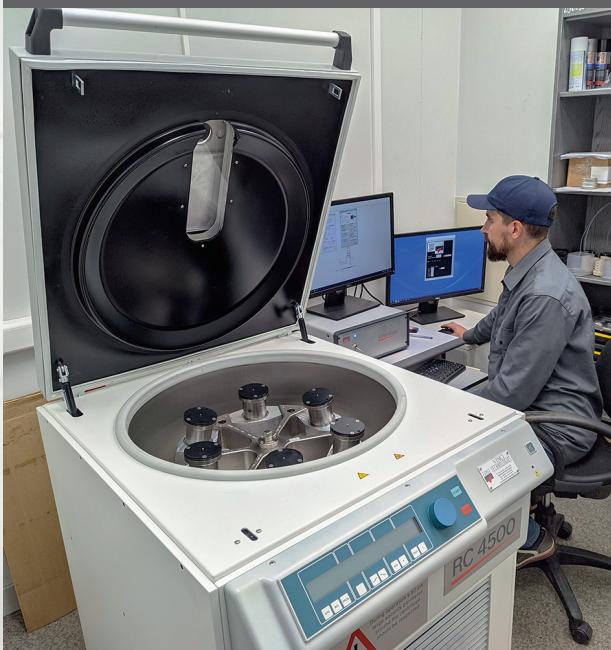
Коэффициент открытой пористости измеряется методом насыщения газом с известными характеристиками. Объем пор рассчитывается через изменение давления газа в камере известного объема в соответствии с законом Бойля-Мариотта. Этим методом определяют открытую пористость (K_p) и кажущуюся плотность ($\sigma_{кп}$).

Коэффициент абсолютной газопроницаемости, для образцов цилиндрической формы, определяется по стандартной методике при стационарной фильтрации по ГОСТ 26450.2-85 на установке UltraPoroPerm-500.



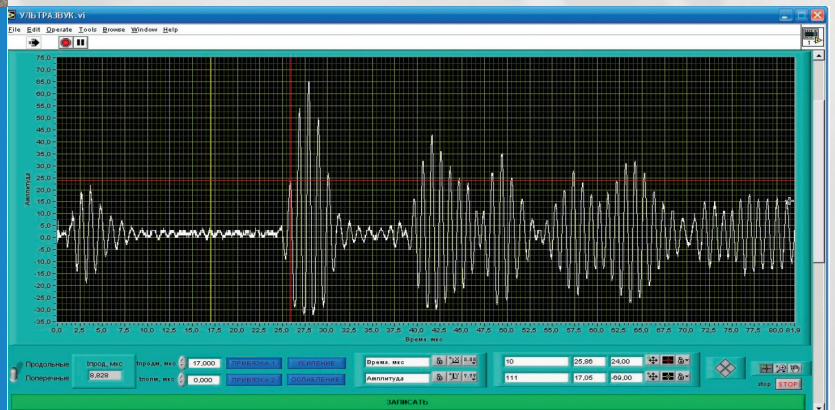
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВОДОУДЕРЖИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МЕТОДОМ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ

Определяется методом центрифугирования по СТО «Породы горные. МВИ коэффициента водоудерживающей способности образцов горных пород с использованием центрифуги». Величина водоудерживающей способности пород характеризуется отношением объема воды, удерживаемой в порах породы при заданных величинах капиллярного давления, создаваемых режимом центрифугирования, к объёму открытого порового пространства породы. Водоудерживающая способность является информативным комплексным показателем качества коллекторов.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ПРОХОЖДЕНИЯ УПРУГОЙ ВОЛНЫ

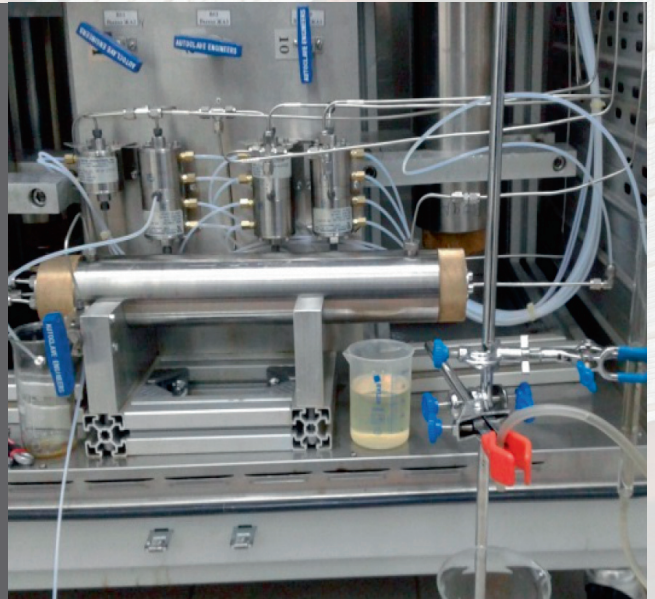
Измерение скорости прохождения упругой волны через образец горной породы позволяет рассчитывать коэффициент Пуассона, модуль Юнга, модуль сдвига и модуль объёмной упругости.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Петрофизическая автоматизированная лабораторная система ПЛАСТ-АТМ.10 является модульной, компьютеризированной системой для проведения двухфазных фильтрационных экспериментов, сконфигурированной для выполнения экспериментальных исследований по определению абсолютной и относительной фазовых проницаемостей образцов керна при стационарной и нестационарной фильтрации, определения коэффициента вытеснения, а также специализированных под условия заказчика фильтрационных экспериментов по повышению нефтеотдачи пласта. Все эксперименты выполняются при термобарических условиях естественного залегания пластов.



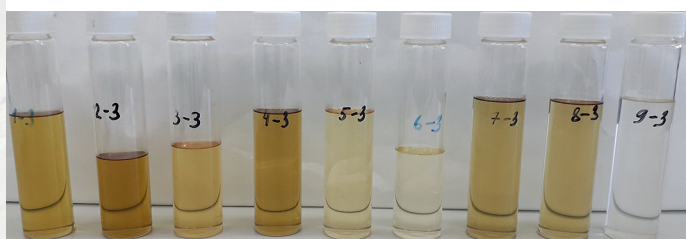
Петрофизическая лабораторная автоматизированная система ПЛАСТ-АТМ.10 (ООО «Аргоси Аналитика», Россия)

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД

КОМПЛЕКС УСКОРЕННОЙ ЭКСТРАКЦИИ РАСТВОРИМОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА (БИТУМОИДА) ПОРОД ДЛЯ ПОЛНОГО ЦИКЛА ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ



Система ускоренной экстракции растворителями Dionex ASE 350 (Thermo Fisher Scientific, США)



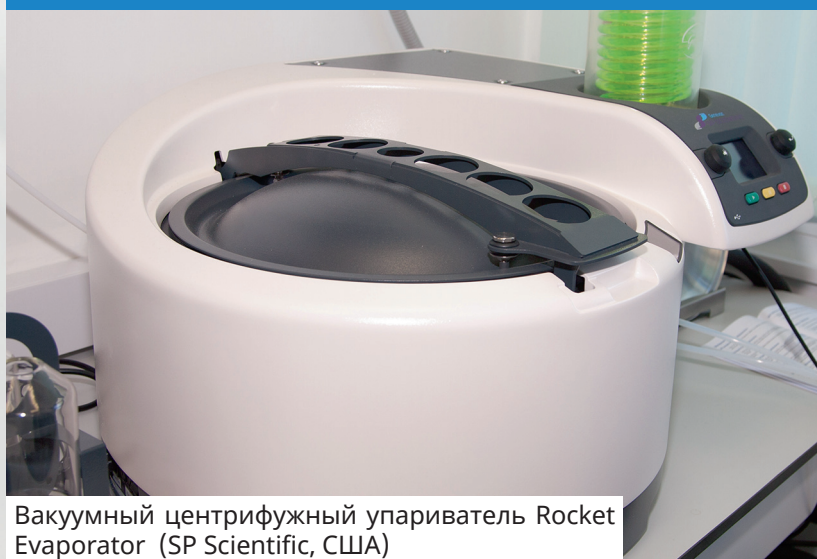
Выделенные методом ASE хлороформенные экстракты пород

ВЫДЕЛЕНИЕ БИТУМОИДОВ ИЗ ОБРАЗЦОВ КЕРНА С СОХРАНЕНИЕМ ЭКСТРАКТА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕГО КОЛИЧЕСТВЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ

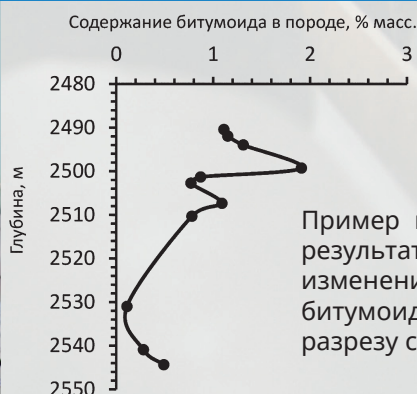
Система позволяет одновременно разместить до 24 образцов с возможностью регулировки температуры, используемого растворителя, количества циклов экстракции, оборудована удобной системой сбора экстрактов в адаптированные виалы. Применение метода ASE для пробоподготовки в исследованиях в области геохимии каустобиолитов позволяет многократно сократить время экстракции по сравнению с традиционно используемыми аппаратами Сокслета.

Назначение – выделение органических экстрактов из различных измельченных объектов (кернового материала, горных пород, почв, донных отложений и экологических объектов) в автоматическом режиме с возможностью последовательной экстракции разными растворителями, с получением отдельных фракций и групп веществ, получением образцов после экстракции, а также селективного выделения групп веществ при использовании различных адсорбентов.

Вакуумный центрифужный упариватель используется для концентрирования (упаривания) жидких экстрактов. Аппарат оснащен каруселью для виал и отгонных емкостей различного объема, что позволяет проводить одновременное индивидуальное концентрирование до 6 образцов объемом 300 мл и 18 образцов в виалах 60 мл.



Вакуумный центрифужный упариватель Rocket Evaporator (SP Scientific, США)



Пример интерпретации результатов – изучение изменения содержания битумоидов в породе по разрезу скважины

Полученные экстракты сохраняются для последующих видов исследований (анализ группового, компонентного и изотопного состава).

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД

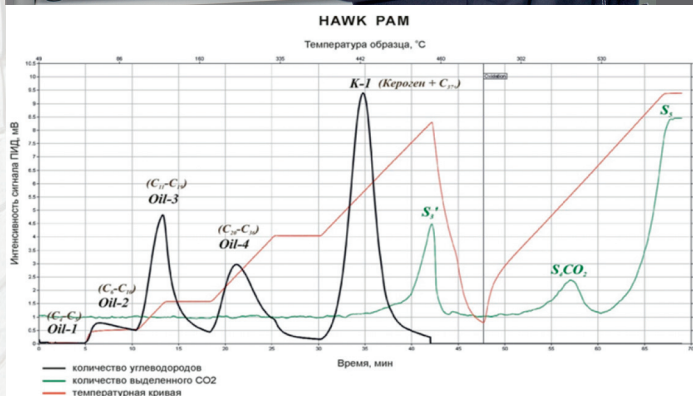


ПИРОЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

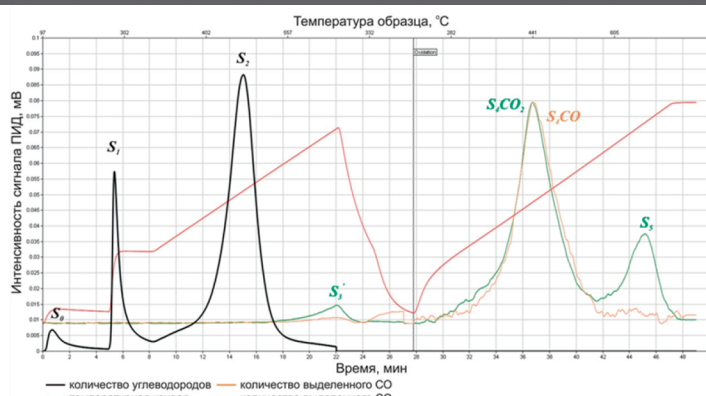
Назначение:

- расчет количества миграционных углеводородов и керогена;
- выделение нефтенасыщенных интервалов и определение их мощности;
- оценка нефтегазогенерационного потенциала;
- определение количества, качества и степени термической зрелости органического вещества пород;
- характеристика условий формирования органического вещества пород.

Пиролизатор HAWK Resource Workstation (Hydrocarbon Analyzer With Kinetics, Wildcat Technologies, США)



ПИРОГРАММА ОБРАЗЦА И ТЕМПЕРАТУРНАЯ ПРОГРАММА В МЕТОДЕ BULK



ПИРОГРАММА ОБРАЗЦА И ТЕМПЕРАТУРНАЯ ПРОГРАММА В МЕТОДЕ RAM

S ₀	S ₁	S ₂	Tmax	PI	TOC	GOC
Термодесорбированные газообразные УВ	Термодесорбированные легкие УВ	Остаточный генерационный потенциал	Температура на максимуме пика S ₂	Индекс продуктивности	Общий органический углерод	Пиролизующий органический углерод
(мг УВ/г породы)	(мг УВ/г породы)	(мг УВ/г породы)	(*°C)		(Вес %)	(Вес %)

NGOC	S ₃	HI	OI	CC	OSI
непиролизующий органический углерод	CO ₂ образующийся из карбонатов при пиролизе	водородный индекс	кислородный индекс	неорганический углерод	индекс нефтенасыщенности
(Вес %)	(мг CO ₂ /г породы)	(мг УВ/г TOC)	(мг CO ₂ /г TOC)	(Вес %)	(мг УВ/г TOC)

Пик	Oil-1	Oil-2	Oil-3	Oil-4	K-1
Температура	Нагрев от 25°C до 60°C	Нагрев от 60°C до 90°C со скоростью 25°C/мин, 5 мин при T=90°C	Нагрев от 90°C до 180°C со скоростью 25°C/мин, 5 мин при T=90°C	Нагрев от 180°C до 350°C со скоростью 25°C/мин, 5 мин при T=350°C	Нагрев от 350°C до 650°C со скоростью 25°C/мин, 5 мин при T=650°C
УВ фракции	C1-C5	C6-C10	C11-C19	C20-C40	Кероген
Состав фракции	Сорбированные газы	Сорбированные легкие УВ		Смолы	Асфальтены; возможно смолы, битумы
	Алканы и арены				

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД

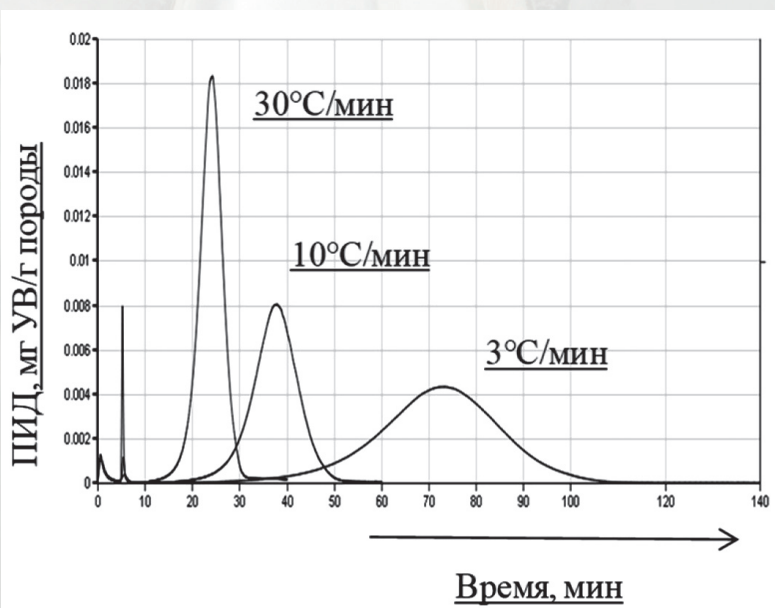
КИНЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Аналитические исследования кинетики разложения органического вещества на специализированном оборудовании НАWK и ПО «Kinetics2015» основаны на кинетической модели Тиссо и Эспиталье, которая позволяет спрогнозировать содержание углеводородов, выделяемых при первичном крекинге керогена при увеличении температуры с течением времени.

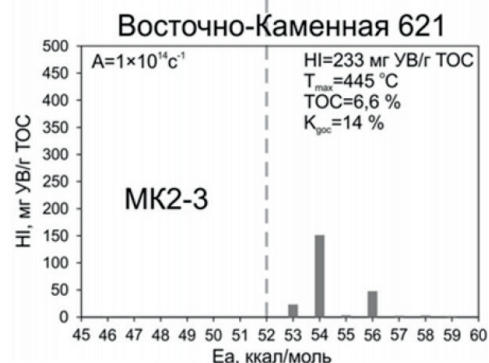
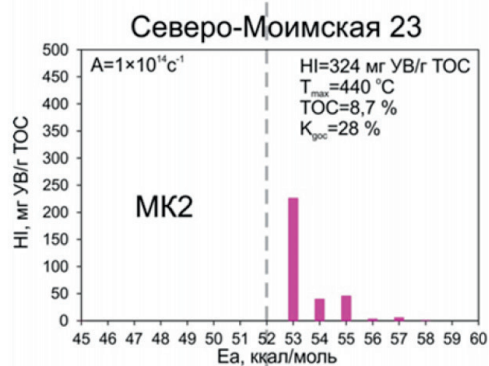
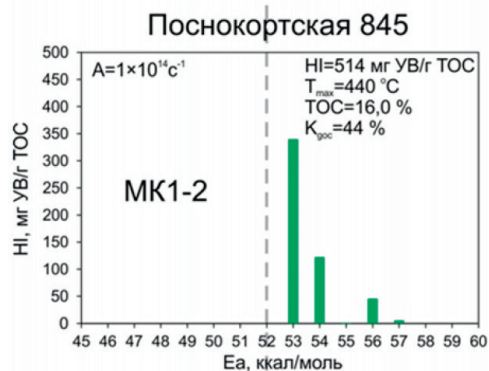
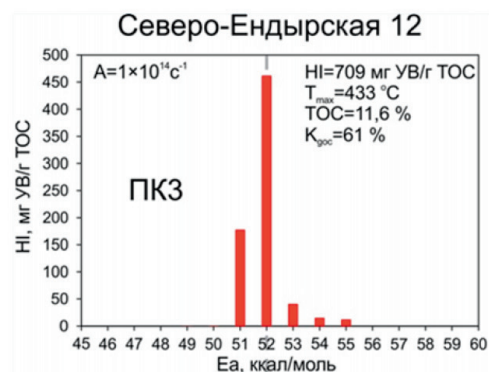
КИНЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТИССО И ЭСПИТАЛЬЕ

$$k = A \times \exp(-Ea/RT),$$

k – константа скорости реакции,
 A – предэкспоненциальный множитель,
 Ea – энергия активации,
 R – универсальная газовая постоянная,
 T – температура прогрева.



Температурная программа



Кинетические спектры термического разложения керогена разной степени зрелости

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА БИТУМОИДОВ ПОРОД И НЕФТЕЙ («SARA»-АНАЛИЗ)

Анализ содержания групп компонентов (насыщенные УВ – Saturated; ароматические соединения – Aromatic; полярные N,S,O-компоненты растворимые в низкокипящих n-алканах (смолы) – Resins; полярные компоненты, нерастворимые в низкокипящих n-алканах (асфальтены) – Asphaltenes).

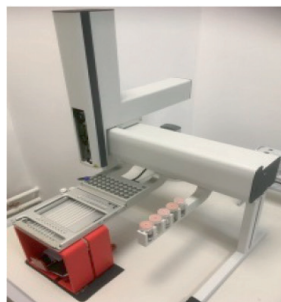
1. Держатель ТСХ стержней



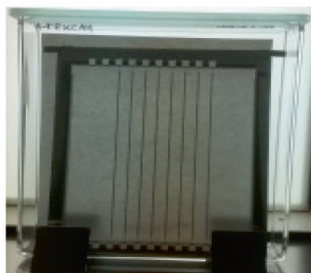
4. Анализатор



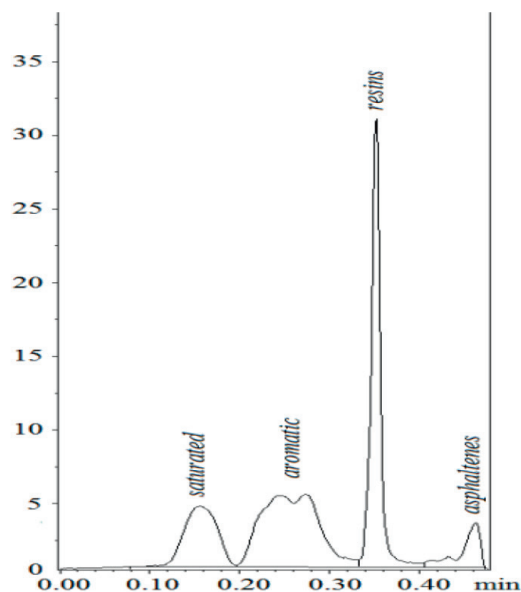
2. Автосемплер SES



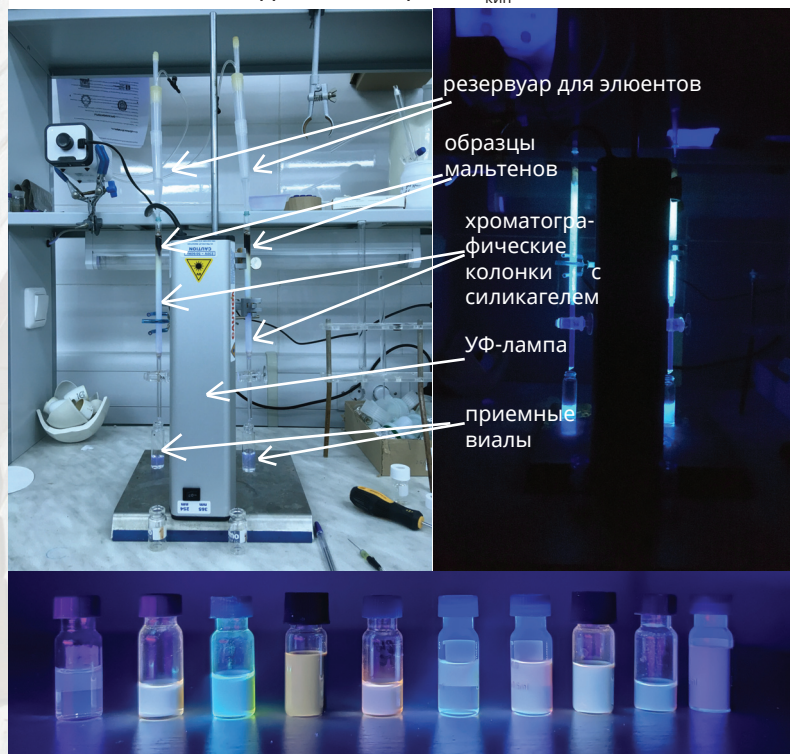
3. Проявочная камера



Система тонкослойной хроматографии с пламенно-ионизационным детектированием ТСХ-ПИД Iatroscan MK-6s (SES Analytical, Германия)

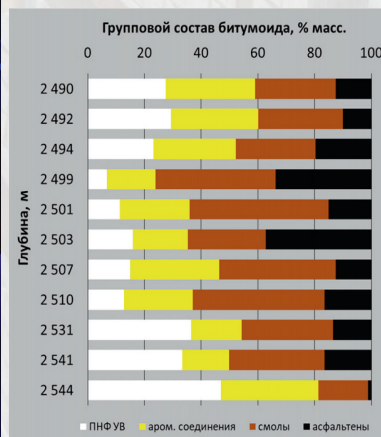


Назначение: Качественный и количественный анализ группового состава органических экстрактов пород и отбензиненных фракций нефтей ($t_{кип} > 300^{\circ}C$)



КОЛОНОЧНАЯ ЖИДКОСТНО-АДСОРБЦИОННАЯ ХРОМАТОГРАФИЯ НА СИЛИКАГЕЛЕ (С КОЛИЧЕСТВЕННЫМ ОПРЕДЕЛЕНИЕМ МАССОВЫХ ДОЛЕЙ ВЫДЕЛЕННЫХ ФРАКЦИЙ)

Типы проб: битумоиды, сырые нефти.



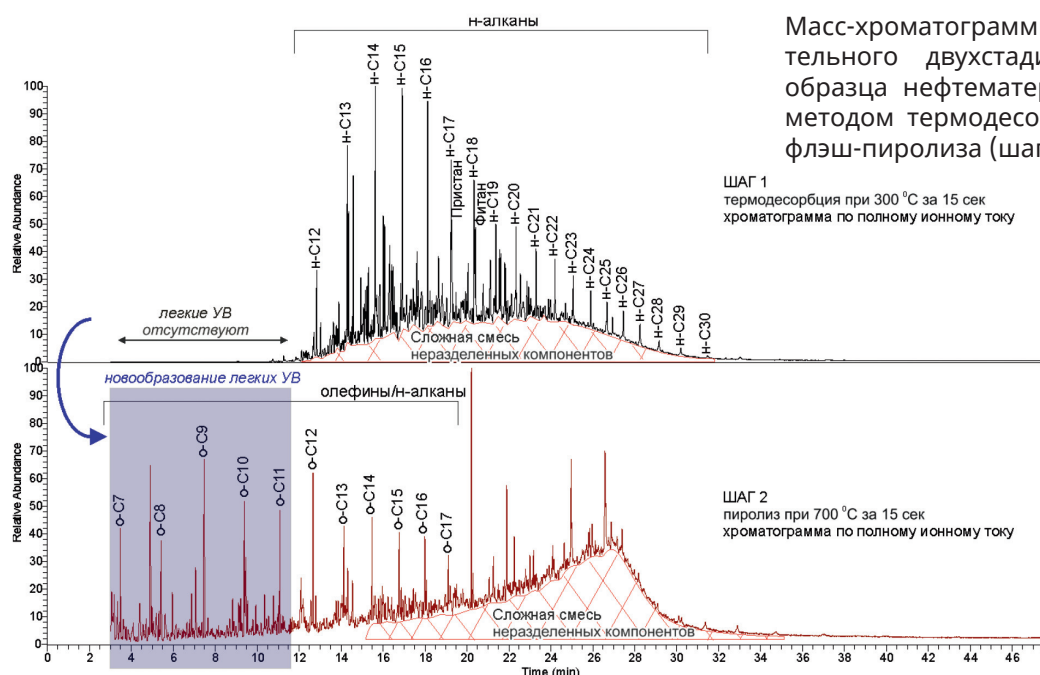
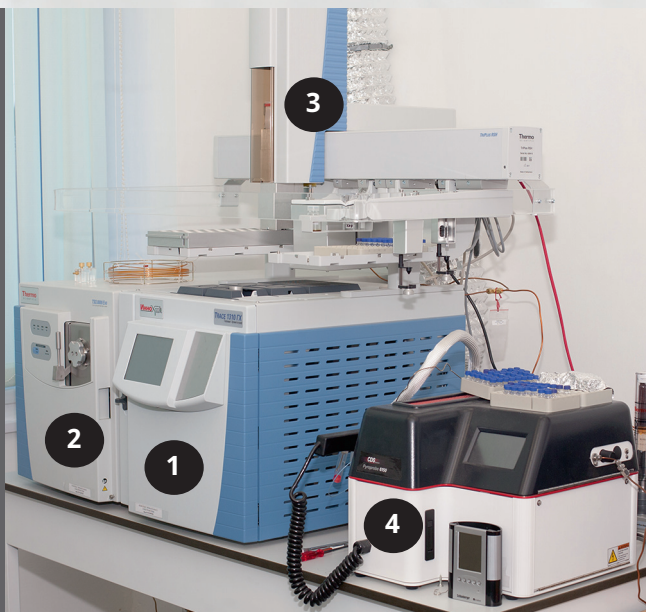
Пример интерпретации результатов – изучение изменения группового состава битумоидов по разрезу скважины

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ

ХРОМАТО-МАСС-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС (THERMO FISHER SCIENTIFIC, США):

- 1 – газовый хроматограф Trace 1310;
- 2 – трехквадрупольный масс-спектрометрический детектор TSQ 8000 EVO;
- 3 – устройство для автоматического ввода жидких проб TriPlus RHS с блоком подготовки и ввода проб равновесной паровой фазы;
- 4 – пиролитический инжектор Pyroprobe CDS 6150 (CDS Analytical, США).

1 + 2 + 4 – пиролитическая газовая хромато-масс-спектрометрия (Пиро-ГХ/МС, флэш-пиролиз-ГХ/МС) – анализ образцов керна, нефти и их нелетучих высокомолекулярных органических составляющих (смолисто-асфальтеновые фракции битумоида), керогена.



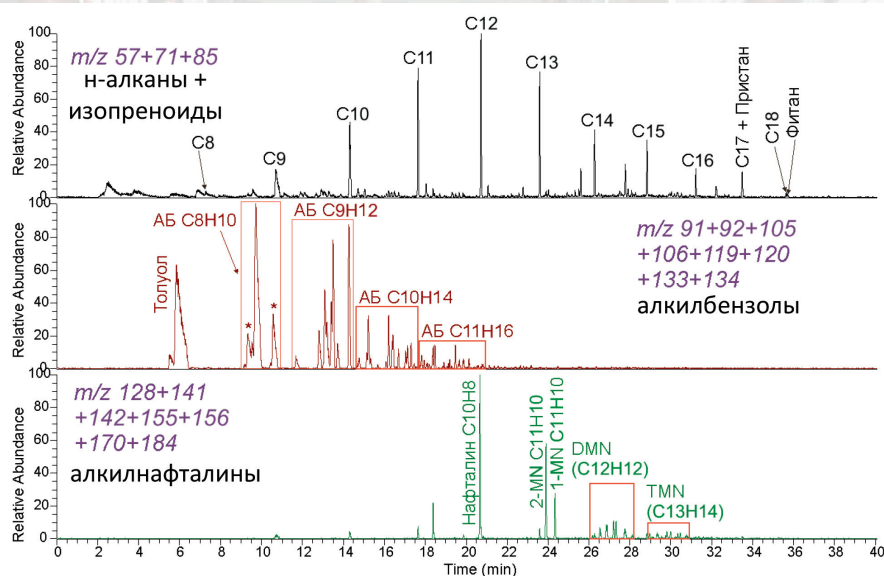
Масс-хроматограммы последовательного двухстадийного анализа образца нефтематеринской породы методом термодесорбции (шаг 1) и флэш-пиролиза (шаг 2)

Назначение:

- изучение молекулярного состава битумоидов и нефти; (биомаркерный анализ) без проведения предварительной пробоподготовки;
- для геохимической съемки территории;
- результаты могут быть использованы в бассейновом моделировании.

Преимуществом метода является экспрессность и отсутствие пробоподготовки, а также возможность использования в качестве скринингового инструмента для повышения детальности проводимых исследований.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ



Масс-фрагментограммы УВ, переходящих в паровую фазу при нагреве образца измельченной нефтематеринской породы до 90 °С в течение 15 мин. (в герметичных условиях)

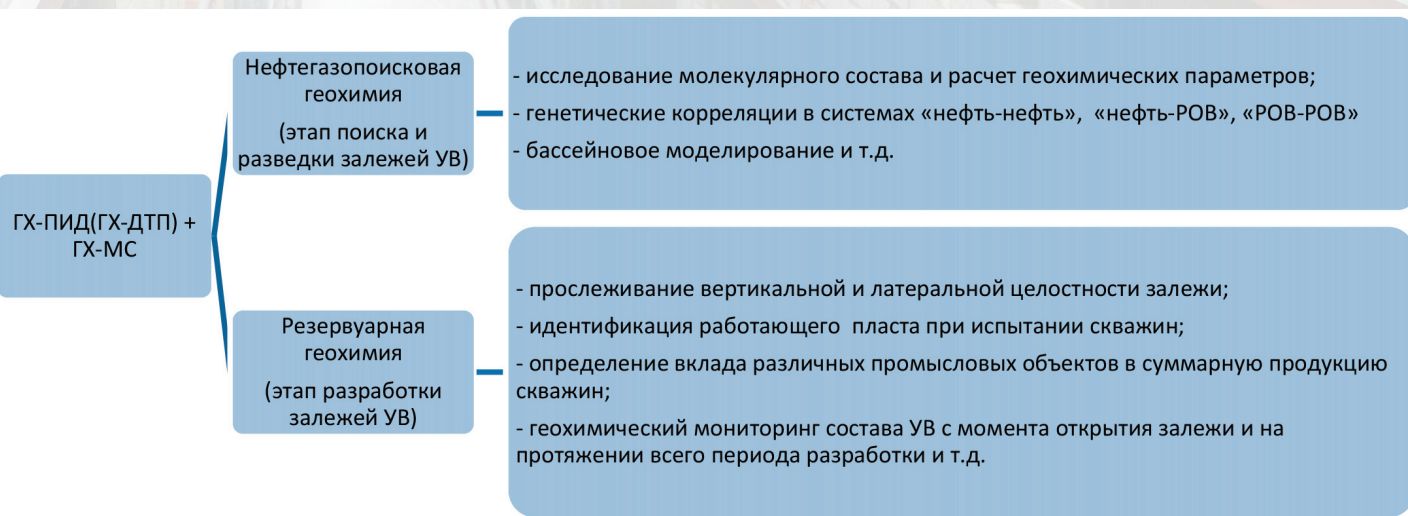
① ⊕ ② ⊕ ③ — газовая хромато-масс-спектрометрия в сочетании с методом парофазного анализа (GC-MS-Headspace analysis).

Принцип парофазного анализа: исследуемый образец (твердая или жидкая фаза) помещается в герметичную вилу для нагрева до заданной оператором температуры и выдерживается в течение определенного времени, после чего автодозатор отбирает накопленную паровую фазу специальным газоплотным шприцем инжектирует ее в узел ввода пробы хромато-масс-спектрометра.

Назначение:

- экспрессный метод анализа углеводородов до C20, не требует пробоподготовки;
- может быть использован как скрининговый инструмент для валового числа анализов;
- для геохимической съемки территории.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ (КОНДЕНСАТОВ) НА МОЛЕКУЛЯРНОМ УРОВНЕ МЕТОДАМИ ГХ-ПИД (ГХ-ДТП) И ГХ-МС

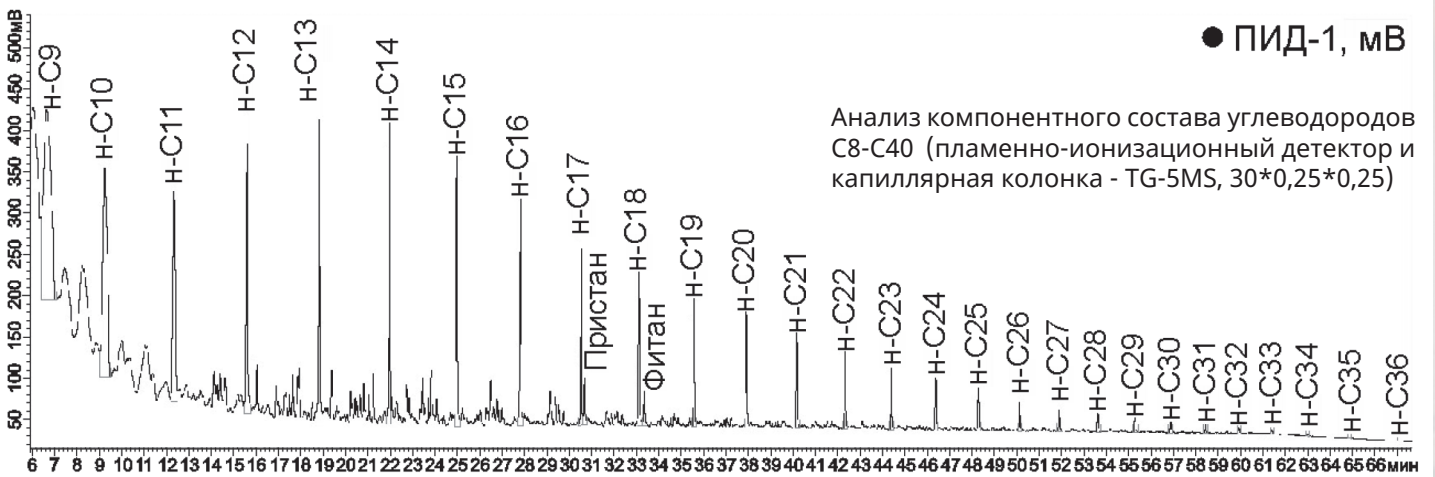
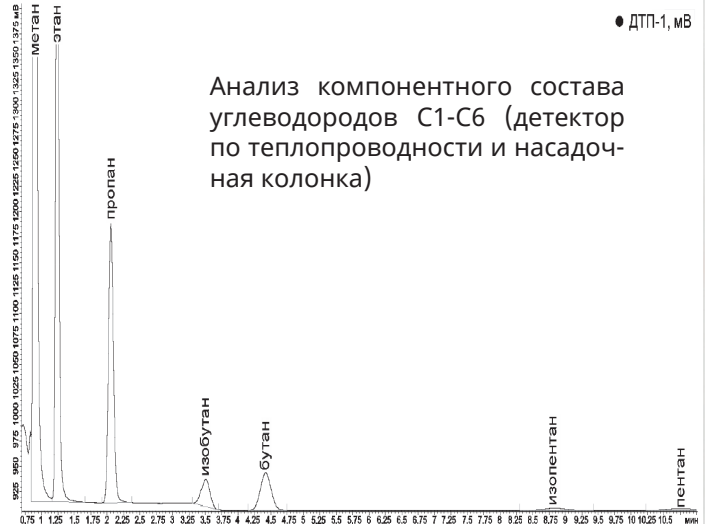


ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ

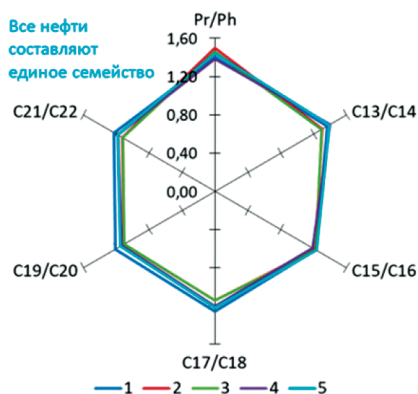
ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ (КОНДЕНСАТОВ) НА МОЛЕКУЛЯРНОМ УРОВНЕ МЕТОДАМИ ГХ-ПИД (ГХ-ДТП) И ГХ-МС



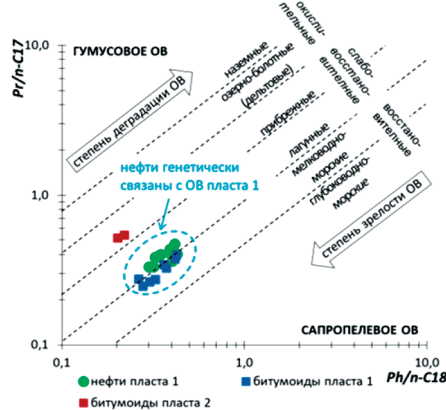
Газохроматографический комплекс на базе хроматографа «Кристалл 5000.2» производства ЗАО СКБ «Хроматек» (Россия) оснащен двумя детекторами и двумя хроматографическими колонками



Корреляция в системе «нефть-нефть»



Корреляция в системе «нефть-РОВ»



Назначение:

→ анализ состава и распределения n-алканов и изопреноидов в нефтях и насыщенных фракциях битумоидов как инструмент для проведения массового числа анализов применительно к решению вопросов резервуарной геохимии, так и для экспрессной оценки генетических (геохимических) особенностей состава ОВ пород и нефтей.

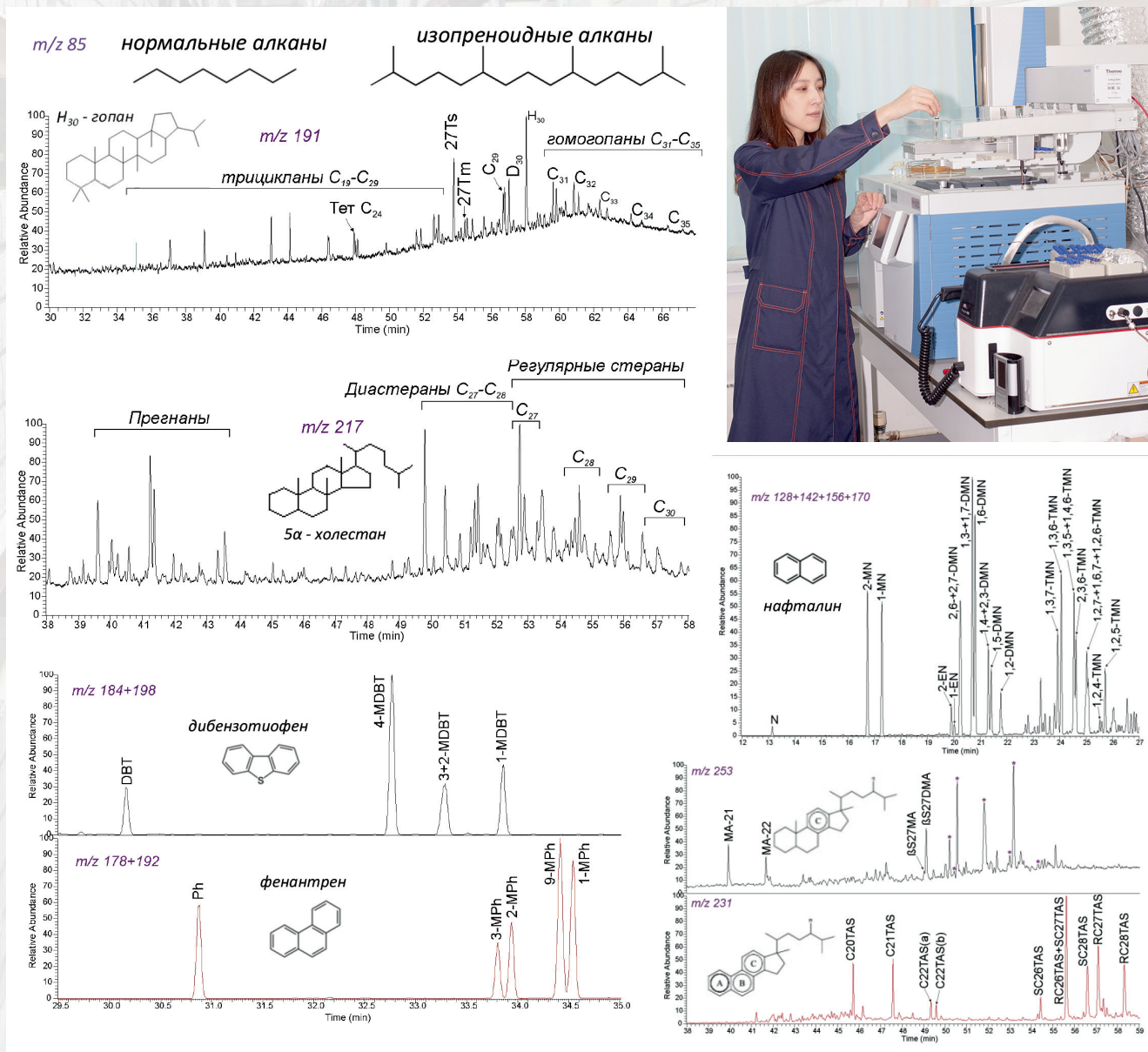
Для получения детальной геохимической информации о составе и истории преобразования исходного ОВ выполняются хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенной и ароматической фракций УВ-флюидов и битумоидов пород.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ (КОНДЕНСАТОВ)

ИССЛЕДОВАНИЕ НАСЫЩЕННЫХ И АРОМАТИЧЕСКИХ ФРАКЦИЙ БИТУМОИДОВ И НЕФТЕЙ (КОНДЕНСАТОВ) МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ ХРОМАТО-МАСС-СПЕКТРОМЕТРИИ

- в каждой из фракций производится идентификация и определение площадей пиков по спектру из 160 индивидуальных компонентов;
- на основе данных о площадях пиков искомым компонентам производится расчет параметров для определения:
 - генезиса и обстановки осадконакопления исходного ОВ: фациальные условия, окислительно-восстановительный потенциал, степень солености вод бассейна, литологический состав осадка;
 - степени термической зрелости органического вещества и нефтей;
 - интенсивности микробиологической трансформации ОВ;
 - степени и масштабов микробиологического изменения нефти в залежах;
 - геологического возраста исходного ОВ нефти.

ОСНОВНЫЕ КЛАССЫ ИДЕНТИФИЦИРУЕМЫХ СОЕДИНЕНИЙ



ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

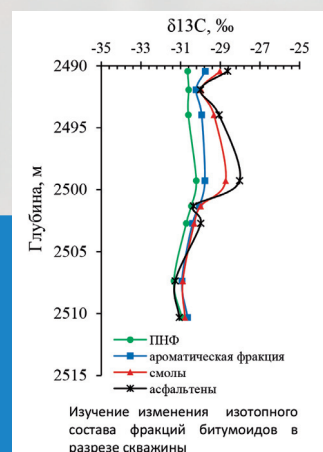
МЕТОД МАСС-СПЕКТРОМЕТРИИ ИЗОТОПНЫХ ОТНОШЕНИЙ ЛЕГКИХ ЭЛЕМЕНТОВ (IRMS)



Состав комплекса:

- ① Изотопный масс-спектрометр Delta V Advantage.
- ② Универсальная система газораспределения ConFlo IV.
- ③ Элементный анализатор EA Isolink CNSOH Flash IRMS + Опция для анализа изотопов серы Ramped GC Oven.

- ④ Система пробоподготовки для исследования карбонатов и водных образцов GasBench II + автосемплер GC PAL.
- ⑤ Газовый хроматограф TRACE GC ULTRA + автосемплер Tri Plus RHS.
- ⑥ Интерфейс GC IsoLink для сжигания и перевода хроматографируемых компонентов в CO₂ и H₂.
- ⑦ Квадрупольный масс-спектрометр ISQ 7000.



ИЗМЕРЕНИЕ ОТНОШЕНИЙ 13C/12C И 2D/1H В НЕФТИ И ОРГАНИЧЕСКИХ ЭКСТРАКТАХ ПОРОД И ИХ ОТДЕЛЬНЫХ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИХ ФРАКЦИЯХ

Оборудование: БЛОКИ ① + ② + ③

ПРИМЕНЕНИЕ:

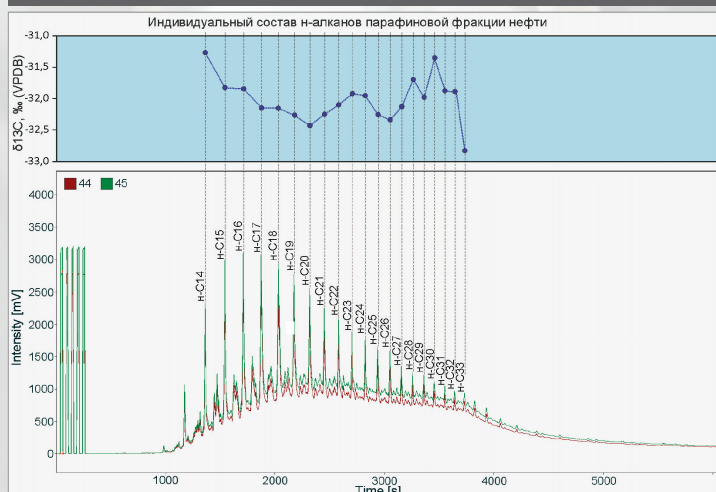
- оценка генезиса исходного ОВ нефтей и битумоидов пород, характеристика литолого-фациальных условий его накопления и трансформации в диагенезе и катагенезе;
- установление корреляционных связей потенциально нефтегазоматеринских отложений с генетически родственными углеводородными флюидами исследуемых территорий, а также связи и различия между флюидами.

ИЗМЕРЕНИЕ ОТНОШЕНИЙ 13C/12C И 2D/1H УГЛЕВОДОРОДОВ C₁-C₅ В ПРОБАХ ГАЗА, 13C/12C УГЛЕВОДОРОДОВ C₁₂-C₃₅ В ПРОБАХ ПАРАФИНОВЫХ ФРАКЦИЙ НЕФТЕЙ/БИТУМОИДОВ

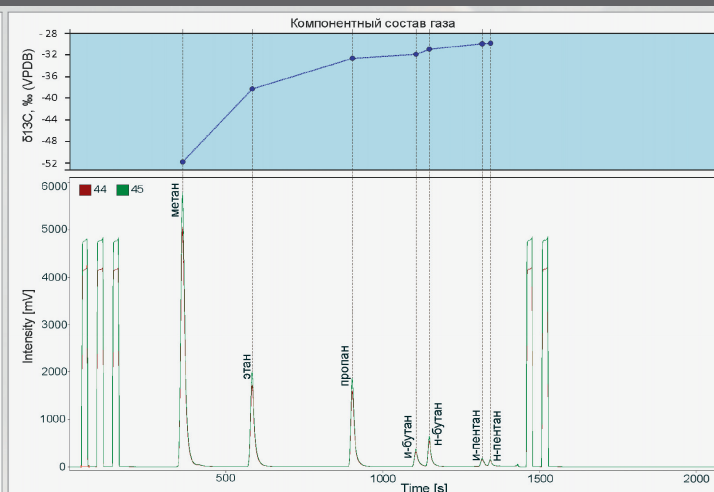
Оборудование: БЛОКИ ① + ② + ⑤ + ⑥ + ⑦

ПРИМЕНЕНИЕ:

- оценка генезиса метана, CO₂ и ВГ газов C₂-C₅ (биогенный или нефтяной);
- оценка степени катагенетической трансформации нефтематеринских пород.



ИЗМЕРЕНИЕ ОТНОШЕНИЯ 13C/12C В ИНДИВИДУАЛЬНЫХ Н-АЛКАНАХ ПАРАФИНОВОЙ ФРАКЦИИ НЕФТИ/БИТУМОИДА



ИЗМЕРЕНИЕ ОТНОШЕНИЙ 13C/12C И 2D/1H УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА, МЕТАНА И УВ C₂-C₅ В ПРОБАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

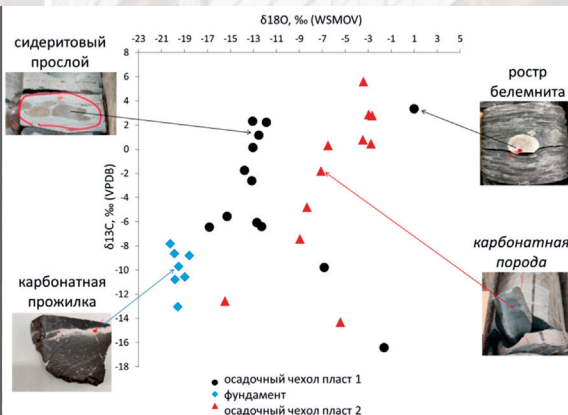
МЕТОД МАСС-СПЕКТРОМЕТРИИ ИЗОТОПНЫХ ОТНОШЕНИЙ ЛЕГКИХ ЭЛЕМЕНТОВ (IRMS)

ИЗМЕРЕНИЕ ОТНОШЕНИЙ $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ И $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ В КАРБОНАТНОМ МАТЕРИАЛЕ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

Оборудование: БЛОКИ ① + ④

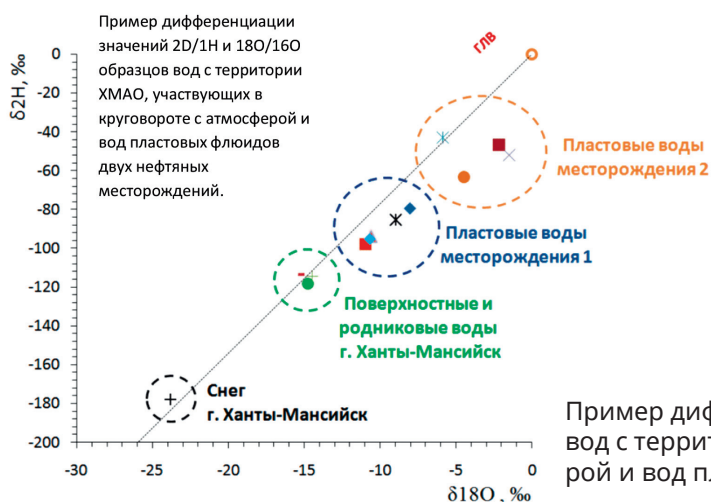
ПРИМЕНЕНИЕ:

- характеристика происхождения карбонатного материала пород;
- оценка условий окружающей среды при осаждении карбонатного материала (палеотемпературная реконструкция);
- оценка стадии карбонатизации.



Пример дифференциации значений $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ и $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ карбонатного материала образцов керна разных пластов одного разреза.

Наглядно демонстрируется «облегчение» изотопного состава кислорода с глубиной, отражающее различия в условиях окружающей среды при осаждении карбонатного материала.



Пример дифференциации значений $^2\text{D}/^1\text{H}$ и $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ образцов вод с территории ХМАО, участвующих в круговороте с атмосферой и вод пластовых флюидов двух нефтяных месторождений.

ИЗМЕРЕНИЕ ОТНОШЕНИЙ $^2\text{D}/^1\text{H}$ И $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ ВОД (ПЛАСТОВЫХ, ПОВЕРХНОСТНЫХ, ГРУНТОВЫХ)

ПРИМЕНЕНИЕ:

- установление генетического родства/различия свободной (пластовой) и связанной (в составе водонефтяной эмульсии) воды в составе устьевых флюидов;
- определение природы воды в продукции скважин.

Пример дифференциации значений $^2\text{D}/^1\text{H}$ и $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ образцов вод с территории ХМАО, участвующих в круговороте с атмосферой и вод пластовых флюидов двух нефтяных месторождений.

Работы по препаративному выделению керогена потенциально нефтегазоматеринских пород для комплекса пиролитических, элементных, хроматографических и изотопных исследований

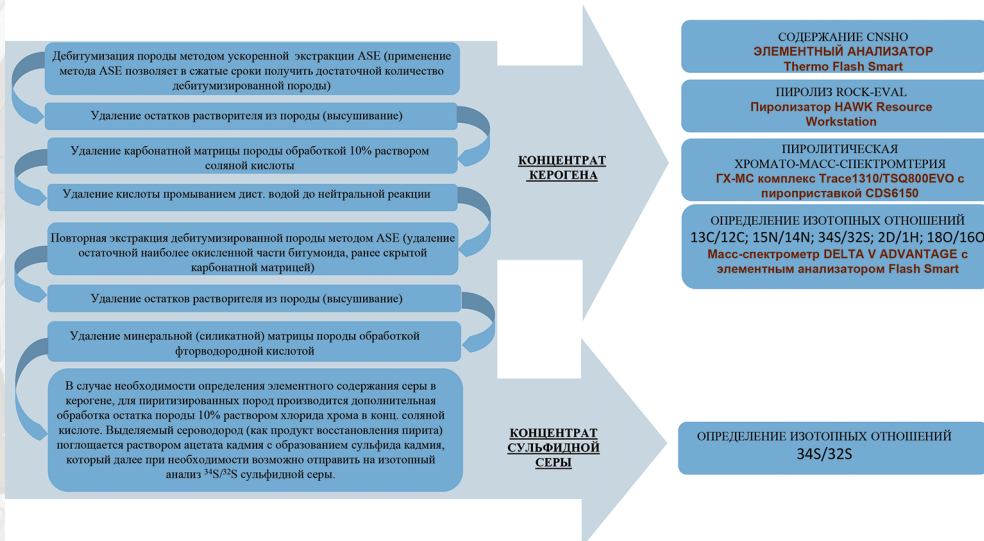


СХЕМА ВЫДЕЛЕНИЯ КЕРОГЕНА

Полнота удаления минеральных составляющих породы на каждом этапе контролируется методом рентгеновской дифракции (РСА). Используется дифрактометр ARL X`TRA (методика МГУ, Бугаев И.А., Бычков А.Ю, Калмыков Г.А.).

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК



Титратор автоматический для определения содержания воды по методу Карла Фишера 852 Titrandо (Metrohm AG, Швейцария)

С определения степени обводненности нефти начинается большая часть ее физико-химических исследований. Присутствие воды в нефти не допустимо, поскольку в условиях отрицательных температур, она превращается в лед, а при высоких в пар, что в обоих случаях негативно сказывается на качественных свойствах нефтепродуктов. Автоматический титратор позволяет с высокой точностью определять количество воды в нефти в диапазоне от 0,0001 до 100 масс. %, а наличие автосемплера обеспечивает высокую производительность.

Плотность и вязкость – важнейшие технологические свойства нефти, определяющие ее подвижность в пластовых условиях для добычи или при транспортировке по магистральным нефтепроводам. По показателю преломления приблизительно можно судить о групповом углеводородном составе нефтепродуктов. Для определения данных показателей используется комплекс лабораторного оборудования производства Anton Paar.



Лабораторный автоматический плотномер DMA 4500 M (Anton Paar GmbH, Австрия)

Температурные характеристики нефти подразделяют на низкотемпературные (температуры тягучести, застывания, помутнения и начала кристаллизации) и высокотемпературные (коксуемость, зольность, температуры воспламенения и вспышки). При понижении температуры нефть теряет подвижность из-за выделения алканов, а также из-за повышения вязкости. А по высокотемпературным характеристикам судят о пожароопасных свойствах нефтепродуктов.



Автоматический анализатор температуры вспышки в закрытом тигле по методу Абеля АВА4 (Anton Paar Provetec, Германия)



Автоматический анализатор для определения коксуемости по Конрадсону (Tanaka Scientific Limited, Япония)

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Контролируемыми определяемыми параметрами нефти и нефтепродуктов являются давление насыщенных паров и содержание серы. Давление насыщенных паров влияет на пожароопасность, чем оно выше, тем ниже температура вспышки. Анализатор давления насыщенных паров позволяет с высокой точностью анализировать нефтепродукты в диапазоне давлений от 0 до 2000 кПа. Сера неблагоприятно влияет на качество получаемых нефтепродуктов, повышает токсичность выхлопных газов, поэтому нефть подразделяется на классы по ее содержанию. Анализатор содержания серы позволяет с высокой точностью определять количество серы в нефтепродуктах в диапазоне давлений от 0,0003 до 5 масс. %.



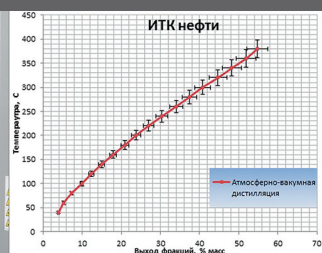
Автоматический анализатор давления насыщенных паров Minivap VP VISION (Grabner Instruments, Австрия)



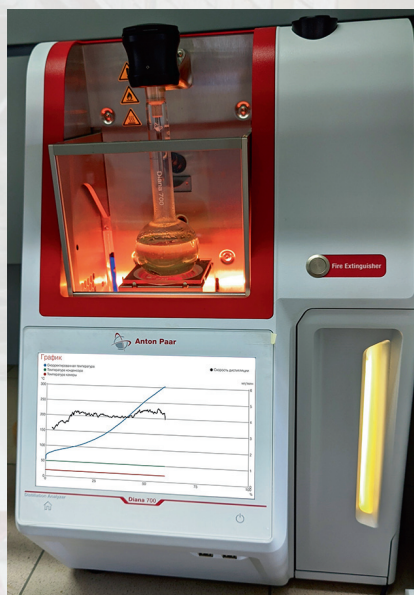
Анализатор серы в нефти и нефтепродуктах рентгенофлуоресцентный энергодисперсионный СПЕКТРОСКАН SUL (ООО «НПО «СПЕКТРОН», Россия)



Автоматическая дистилляционная установка для определения фракционного состава сырой нефти EURODIST System TBP 10L (Rofa, Австрия)



Нефть – это смесь нескольких тысяч химических соединений, каждое из которых характеризуется собственной температурой кипения. Соединения, испаряющиеся в заданном промежутке температуры, называются фракциями. Различные нефти сильно отличаются по фракционному составу. В легкой нефти обычно больше бензиновых, нафтенных и керосиновых фракций, в тяжелых – газойля и мазута. Для наглядного представления сложного состава нефти используют кривую ИТК. Автоматическая комбинированная установка предназначена как для построения ИТК нефти методом прямой дистилляции и определения ее фракционного состава, так и для последующих аналитических исследований полученных объединенных фракций с целью определения товарных характеристик нефтепродуктов.



Автоматический анализатор фракционного состава DIANA 700 (Anton Paar Provetec, Германия)

Если необходимо построение ИТК без отбора фракций для определения их товарных характеристик, используется анализатор фракционного состава, позволяющий реализовать ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава».

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА

Принцип действия спектрофотометров основан на измерении отношения интенсивностей излучения, прошедшего через исследуемый объект и кювету с холостой пробой. Спектрофотометрическое определение содержания железа, кобальта, марганца и хрома основано на образовании ярко окрашенного стабильного комплекса определяемого элемента и измерения его оптической плотности. Цветность определяется путем сравнения оптической плотности анализируемой пробы с оптической плотностью растворов специально приготовленной шкалы.



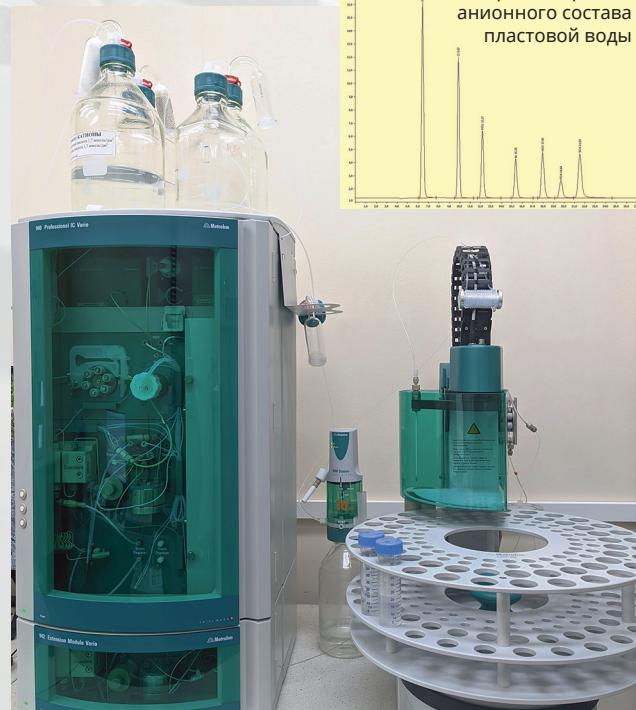
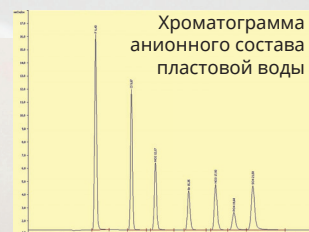
Спектрофотометр ультрафиолетового и видимого диапазона Evolution 201 (Thermo Fisher Scientific, США)



Атомно-эмиссионный спектрометр с индуктивно-связанной плазмой iCAP 7000 DUO (Thermo Fisher Scientific, США)

Методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой определяется порядка 30 элементов в пластовых и природных водах.

В комплект оборудования входит система для прямого ввода органических проб, это позволяет исследовать микроэлементный состав нефти и нефтепродуктов без предварительной пробоподготовки.



Ионный хроматограф с градиентным насосом для одновременного определения анионов и катионов 940 Professional IC Vario (Metrohm AG, Швейцария)

Для оценки пластовых и нефтепромысловых вод:

- на пригодность в качестве агента для заводнения продуктивных коллекторов;
- при разработке мероприятий по борьбе с коррозией нефтепромыслового оборудования;
- при выборе источника водоснабжения для технических процессов нефтедобычи,

важно знать их ионный состав. В частности, проводить стандартную лабораторную процедуру «шести-компонентного анализа», где обязательными для исследования являются шесть компонентов – Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} . Дополнительно в рамках шестикомпонентного анализа воды определяют pH, I⁻, Br⁻, NH_4^+ , NO_2^- , NO_3^- . Для этих целей используют высокоточное оборудование компании Metrohm.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

АНАЛИЗ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ПРОБ ГАЗА

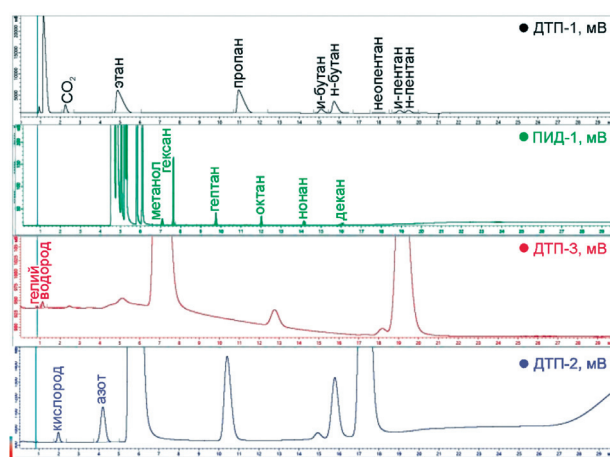
- 1 Газовый хроматограф «Кристалл» 5000.2: четыре детектора (3 детектора по теплопроводности и 1 пламенно-ионизационный детектор); четыре хроматографические колонки (3 насадочных и 1 капиллярная колонка).
- 2 Автоматический кран-дозатор с 4-мя петлями и обогреваемой пробоотборной линией.
- 3 Программный комплекс для обработки результатов анализа «Хроматэк Аналитик 3.0» и «Хроматэк Газ».



Одновременное (в течение одного анализа) определение следующих компонентов: гелий, водород, азот, кислород, метанол, углекислый газ, углеводороды C₁-C₁₀.

Методика анализа: ГОСТ Р 57975.1-2017.

Область применения: анализ компонентного состава природного газа.



Хроматограммы компонентного состава природного газа

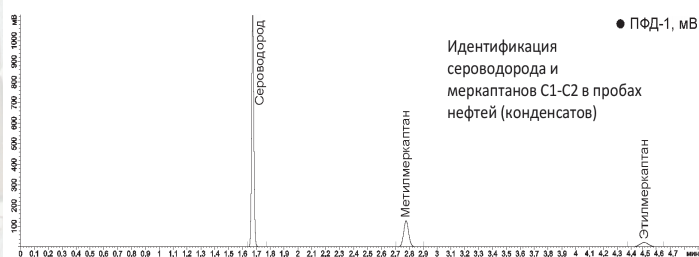
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА И МЕРКАПТАНОВ В ОБРАЗЦАХ УВ ФЛЮИДОВ



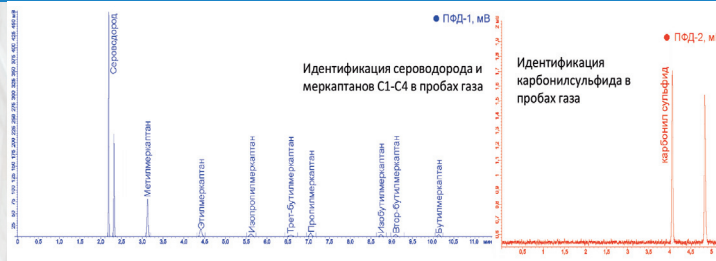
Конфигурация прибора: хроматограф Хроматэк-Кристалл 5000/9000, детектор ПФД, испаритель капиллярный, капиллярная колонка CR-5, предколонка с обратной продувкой. Методика анализа: ГОСТ Р 50802

Конфигурация прибора: хроматограф Хроматэк-Кристалл 5000+двойной, ПФД+кран-дозатор (сульфинертный), две капиллярные колонки: 1 – для определения карбонилсульфида (COS), 2 – для определения меркаптанов состава C1-C4. Определяемые компоненты: H₂S, COS + меркаптаны.

Методика анализа: ГОСТ Р 57975.2-2017



Идентификация сероводорода и меркаптанов C1-C2 в пробах нефтей (конденсатов)



Идентификация сероводорода и меркаптанов C1-C4 в пробах газа

Идентификация карбонилсульфида в пробах газа

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПОНЕНТНОГО И ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ МЕТОДОМ ИМИТИРОВАННОЙ ДИСТИЛЛЯЦИИ (СИМУЛЯЦИЯ РАЗГОНКИ В РЕКТИФИКАЦИОННОЙ (КОЛОННЕ))



1 Газовый хроматограф «Кристалл» 5000.2 с ПИД-детектором и высокотемпературной хроматографической колонкой SimDis (рабочий диапазон температуры до 425°C).

2 Автодозатор ДАЖ-2М.

3 Программный комплекс для обработки результатов анализа «Хроматэк Аналитик 3.0» и «Хроматэк Дистилляция».

4 Газовый хроматограф «Кристалл» 5000.2 с ПИД-детектором и 100 м капиллярной колонкой.

5 Автодозатор ДАЖ-2М.

6 Система захлаживания.

7 Программный комплекс для обработки результатов анализа «Хроматэк Аналитик 3.0» и «Хроматэк ДНА».

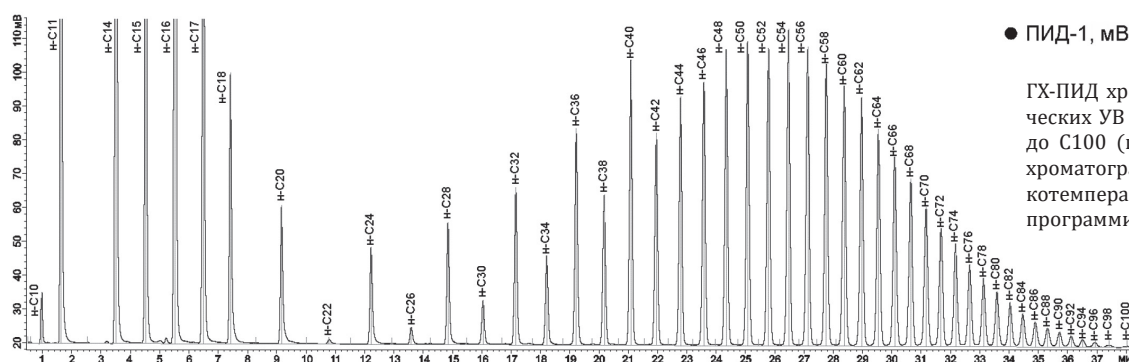
БЛОКИ 1 + 2 + 3

Область применения: для анализа фракционного состава (распределение содержания углеводородов по температурам кипения) проб нефти и тяжелых дистиллятов с остатками сырой нефти, мазута и гудрона по ASTM D 7169.

Комплекс позволяет проводить анализ тяжелой части нефти и нефтепродуктов с диапазоном парафиновых углеводородов до C80+, имеющих конечную точку кипения до 675 °C).

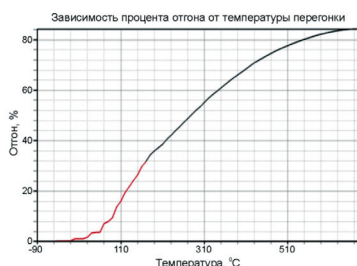
БЛОКИ 4 + 5 + 6 + 7

Область применения: для детального анализа углеводородов от C1 до C9 в нефтепродуктах и низкокипящих фракциях нефти в соответствии с ASTM 7900 (метод «ДНА»), в т.ч. для анализа фракционного состава по ASTM 5307, ASTM D 7169) при совмещении с результатами анализа средней и тяжелой фракций нефти в программе «Хроматэк Дистилляция» (с использованием хроматографа с высокотемпературной колонкой SimDis). Достаточная степень хроматографического разделения низкокипящих компонентов обеспечивается использованием системы захлаживания термостата хроматографа, позволяющей проводить анализ при температуре от -5 °C).



● ПИД-1, мВ

ГХ-ПИД хроматограмма смеси алифатических УВ с числом углеродных атомов до C100 (полученная методом газовой хроматографии с использованием высокотемпературной колонки SimDis и программируемого испарителя)



Пример совмещения результатов анализа фракционного состава нефти методом имитированной дистилляции в программе «Хроматэк Дистилляция»

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

PVT-АНАЛИЗ НЕФТИ, ГАЗА, ГАЗОКОНДЕНСАТА

Установка термодинамических исследований пластовых флюидов Fluid-eval Standard Generation 4 (производство Vinci Technologies).

Универсальная PVT-установка предназначена для исследования фазового состояния углеводородных флюидов при пластовых термобарических условиях. Установка предназначена для выполнения PVT исследований проб нефти и газовых конденсатов.

Система обнаружения твердой фазы (SDS) с лазерным источником излучения реализует метод рассеяния светового излучения в ближней ИК-области спектра. Система позволяет детектировать с высокой точностью появление твердых частиц в исследуемой пробе и определять момент начала выпадения твердых органических веществ.

Установка оборудована встроенным поршневым насосом высокого давления для регулирования давления и объема пластового флюида в PVT ячейке. Одна ячейка используется как для выполнения исследований проб нефти, так и для исследований проб газа/газовых конденсатов. Система видео непрерывно отслеживает границу раздела фаз «газ-жидкость» и определяет объем образовавшегося ретроградного конденсата в процессе исследования проб газовых конденсатов.



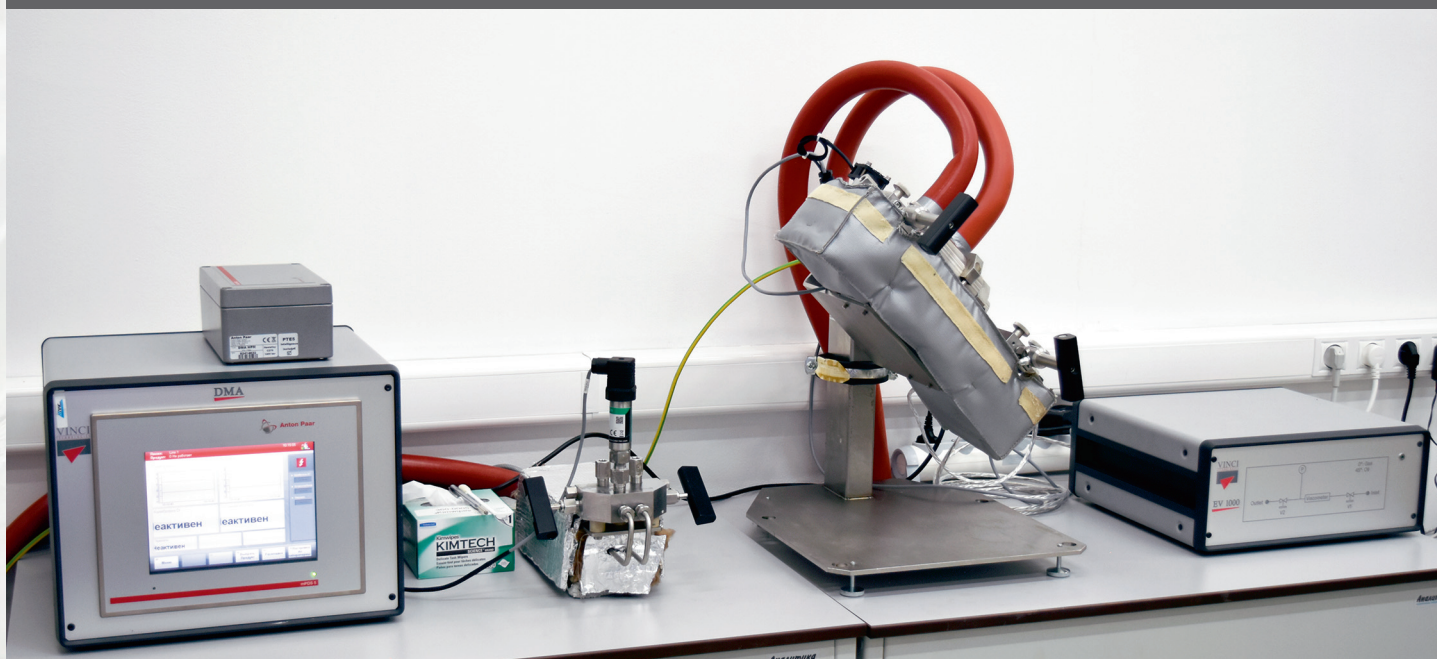
ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Автономный цифровой плотномер DMA HPM (производство Anton Paar).

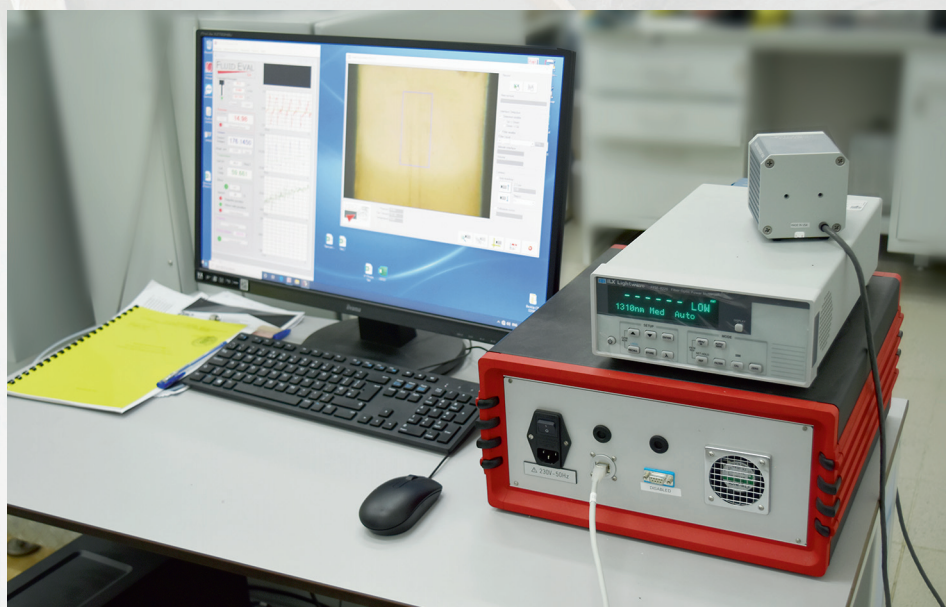
Цифровой плотномер состоит из измерительной ячейки высокого давления и температуры, изготовленной из сплава «hastelloy», позволяющей проводить измерение плотности большинства пластовых флюидов в диапазоне от 0 до 3 г/см³.

Автономный электромагнитный вискозиметр модель Ev1000 (vinci technologies).

Для изменения динамической вязкости. Встроенный датчик температуры (RTD) регистрирует фактическую температуру в камере с образцом.



Система обнаружения твердой органической фазы (SDS) представляет собой дополнительный модуль к установке FLUIDEVALTM, используется для определения условий начала процесса осаждения из пробы пластового флюида.



ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

1	ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА
1.1	СТАНДАРТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА
1.1.1	<i>Подготовка и профильные исследования керна</i>
1.1.1.1	Погрузо-разгрузочные работы
1.1.1.2	Разгрузка и первичная сортировка керна
1.1.1.3	Приемка и учет керна
1.1.1.4	Фотографирование керна в ящиках Заказчика в белом свете при приемке
1.1.1.5	Фотографирование керна в ящиках Заказчика в белом свете при ревизии
1.1.1.6	Фотографирование колонки полноразмерного керна (выкладка на столе, без ящика) в белом и УФ
1.1.1.7	Фотографирование колонки распиленного керна (выкладка на столе в спец. тару, без ящика) в белом и УФ
1.1.1.8	Фотодокументирование образцов керна отобранных на исследования в белом свете
1.1.1.9	3D фото полноразмерного нераспиленного керна в белом свете
1.1.1.10	3D фото образца полноразмерного нераспиленного керна в белом свете длиной до 150 мм
1.1.1.11	Предварительный осмотр, очистка поверхности колонки керна от технических загрязнений
1.1.1.12	Профильная гамма-спектрометрия с определением объемной плотности
1.1.1.13	Оценка качества укладки керна по результатам предварительной увязки
1.1.1.14	Ревизионно- восстановительные работы колонки керна
1.1.1.15	Продольная распиловка терригенного керна с использованием воды
1.1.1.16	Продольная распиловка карбонатного керна с использованием воды
1.1.1.17	Продольная распиловка терригенного керна «на сухую»
1.1.1.18	Продольная распиловка карбонатного керна «на сухую»
1.1.1.19	Пришлифовка после распиловки
1.1.1.20	Рентгенофлуоресцентный анализ (РФА) портативным спектрометром с подготовкой поверхности керна
1.1.1.21	Профильная проницаемость распиленного вдоль оси керна с шагом от 5 см
1.1.1.22	Профильный рентгенофлуоресцентный анализ (РФА) с шагом от 2 см до 10 см
1.1.1.23	Измерение скорости прохождения упругой Р и S волны по профилю керна с шагом от 2 см до 10 см
1.1.1.24	Профильная акустика - Р и S волны с шагом от 2 см до 10 см
1.1.1.25	Профильное фотографирование колонки распиленного керна в ДС с шагом от 2 см до 5 см
1.1.1.26	Профильное фотографирование колонки распиленного керна в ДС и УФ с шагом от 2 см до 5 см
1.1.1.27	Профильный рентгенофлуоресцентный анализ (РФА) с шагом от 0,1 см до 1 см
1.1.1.28	Профильная магнитная восприимчивость с шагом от 0,1 см до 1 см
1.1.1.29	Измерение скорости прохождения упругой Р и S волны по профилю керна с шагом от 0,1 см до 1 см
1.1.1.30	Профильное фотографирование колонки распиленного керна в ДС с шагом от 0,1 см до 1 см
1.1.1.31	Профильное фотографирование колонки распиленного керна в ДС и УФ с шагом от 0,1 см до 1 см
1.1.1.32	Профильное определение неоднородности механических свойств на полноразмерном керне путем непрерывного измерения предела прочности на сжатие (UCS) на скретчере
1.1.1.33	Проведение рентгеновской компьютерной томографии полноразмерного керна с целью оценки состояния керна, степени фрагментации и литологической неоднородности. Низкое разрешение (480 x 384)
1.1.1.34	Проведение рентгеновской компьютерной томографии полноразмерного керна с целью оценки состояния керна, степени фрагментации и литологической неоднородности. Среднее разрешение (960 x 768)
1.1.1.35	Проведение рентгеновской компьютерной томографии полноразмерного керна с целью оценки состояния керна, степени фрагментации и литологической неоднородности. Высокое разрешение (1920 x 1536)
1.1.1.36	Интерпретация данных рентгеновской компьютерной томографии полноразмерного керна с целью оценки состояния керна, степени фрагментации и литологической неоднородности
1.1.1.37	Привязка керна по результатам профильных измерений к диаграммам ГИС
1.1.1.38	Детальное послойное литологическое описание керна, отбор образцов керна на комплексные исследования
1.1.1.39	Качественное и количественное описание трещиноватости включая определение пространственной ориентации трещин с фоторазверткой керна
1.1.1.40	Отбор, литологическое описание и регистрация образцов

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

1.1.1.41	Ревизия цилиндрических образцов, находящихся на хранении
1.1.1.42	Паспортизация и перекладка керна в тару для длительного хранения
1.1.1.43	Хранение керна (в год, месяц)
1.1.1.44	Хранение цилиндрических образцов
1.1.1.45	Интерпретация данных профильных исследований, с выдачей заключения (интервалы нефтенасыщения, предварительная оценка характера насыщения, оценка средних параметров пористости и проницаемости по интервалам насыщения)
1.1.1.46	Сушка образцов керна
1.1.1.47	Пробоподготовка для пробы на ICP-OES и ICP-MS
1.1.1.48	Консервация продольных спилов керна («горбушек») компаундом в специальных лотках
1.1.1.49	Изготовление коллекционных образцов из центральной части колонки керна.
1.1.1.50	Консервация стандартных образцов методом парафинирования
1.1.1.51	Консервация полноразмерных образцов методом парафинирования
1.1.2	Литологические исследования
1.1.2.1	Изготовление окрашенных шлифов стандартного размера
1.1.2.2	Изготовление окрашенных шлифов большого размера
1.1.2.3	Петрографический анализ, фотографирование шлифов. Изучение вещественного состава пород в шлифах, типа цемента характера и степени вторичных изменений, типа пористости (для осадочных терригенных и карбонатных пород)
1.1.2.4	Изучение петрографического состава магматических и метаморфических пород в шлифах
1.1.2.5	Определение гранулометрического анализа пород в шлифе стандартного размера
1.1.2.6	Определение гранулометрического анализа пород в шлифе большого размера
1.1.2.7	Имидж-анализ структуры порового пространства в шлифах с помощью специализированного ПО (Керн С7 или аналоги)
1.1.2.8	Имидж-анализ микротрещиноватость в шлифах/аншлифах с помощью специализированного ПО (Керн С7 или аналоги)
1.1.2.9	Панорамное фотографирование шлифа стандартного размера (объектив x2,5) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.10	Панорамное фотографирование шлифа стандартного размера (объектив x4) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.11	Панорамное фотографирование шлифа стандартного размера (объектив x10) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.12	Панорамное фотографирование шлифа стандартного размера (объектив x20) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.13	Панорамное фотографирование шлифа стандартного размера (объектив x40) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.14	Панорамное фотографирование шлифа большого размера (объективx2,5) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.15	Панорамное фотографирование шлифа большого размера (объектив x4) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.16	Панорамное фотографирование шлифа большого размера (объектив x10) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.17	Панорамное фотографирование шлифа большого размера (объектив x20) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.18	Панорамное фотографирование шлифа большого размера (объектив x40) в параллельных и скрещенных николях
1.1.2.19	Изучение гранулометрического состава пород гидравлико-ситовым методом с определением количественного содержания в породах компонентов, растворимых в 5% HCl
1.1.2.20	Изучение гранулометрического состава пород методом лазерного светорассеивания с определением количественного содержания в породах компонентов, растворимых в 5% HCl

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

1.1.2.21	Определение минералогического состава глинистой компоненты пород-коллекторов (РСА) с изготовлением проб
1.1.2.22	Определение минералогического состава валовой пробы горных пород (РСА) с изготовлением проб
1.1.2.23	Рентгено-флуоресцентный анализ (РФА) с изготовлением проб
1.1.2.24	Анализ пород методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ISP-MS)
1.1.2.25	Анализ пород методом атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ISP-OES)
1.1.2.26	Растровая электронная микроскопия (РЭМ). (3 точки по 3-5 фотографий)
1.1.2.27	Пробоподготовка сколов с напылением углеродом
1.1.2.28	Пробоподготовка аншлифов с напылением углеродом
1.1.2.29	Определение элементного состава в точке методом электронной микроскопии (3 точки)
1.1.2.30	Расчет кристаллохимической формулы минералов (за одно определение) методом электронной микроскопии
1.1.2.31	Микротомография стандартных 30мм образцов керна с разрешением 30-40 мкм с проведением общей структурной интерпретации, построением моделей рентгеноконтрастных компонентов и выдачей заключения
1.1.2.32	Микротомография образцов диаметром менее 12 мм с разрешением 1-10 мкм с проведением общей структурной интерпретации, построением моделей рентгеноконтрастных компонентов и выдачей заключения
1.1.3	<i>Исследования коллекторских свойств пород</i>
1.1.3.1	Изготовление стандартных образцов из отдельных кусков керна (перпендикулярно или параллельно слоистости)
1.1.3.2	Изготовление стандартных образцов из отдельных кусков керна карбонатных пород (перпендикулярно или параллельно слоистости)
1.1.3.3	Установка стандартных образцов керна в пластиковую манжету
1.1.3.4	Экстракция спиртобензольной смесью стандартных образцов
1.1.3.5	Экстракция спиртобензольной смесью стандартных образцов насыщенных высоковязкими, битуминозными нефтями
1.1.3.6	Экстракция спиртобензольной смесью полноразмерных образцов насыщенных высоковязкими, битуминозными нефтями
1.1.3.7	Экстракция спиртобензольной смесью кубических образцов
1.1.3.8	Экстракция толуолом стандартных и кубических образцов
1.1.3.9	Экстракция гексаном стандартных и кубических образцов
1.1.3.10	Экстракция хлороформом стандартных и кубических образцов
1.1.3.11	Экстракция толуолом стандартных и кубических образцов, насыщенных высоковязкими битуминозными нефтями
1.1.3.12	Экстракция гексаном стандартных и кубических образцов, насыщенных высоковязкими битуминозными нефтями
1.1.3.13	Экстракция хлороформом стандартных и кубических образцов, насыщенных высоковязкими битуминозными нефтями
1.1.3.14	Экстракция толуолом полноразмерных образцов
1.1.3.15	Экстракция гексаном полноразмерных образцов
1.1.3.16	Экстракция хлороформом полноразмерных образцов
1.1.3.17	Экстракция толуолом полноразмерных образцов, насыщенных высоковязкими битуминозными нефтями
1.1.3.18	Экстракция гексаном полноразмерных образцов, насыщенных высоковязкими битуминозными нефтями
1.1.3.19	Экстракция хлороформом полноразмерных образцов, насыщенных высоковязкими битуминозными нефтями
1.1.3.20	Экстрагирование образцов, отобранных на литологические исследования и шлама
1.1.3.21	Обессоливание проточной водой цилиндрических образцов (диаметром до 100 мм и длиной до 150 мм) и кубических образцов (до 50 мм)

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

1.1.3.22	Обессоливание дистиллированной водой цилиндрических образцов (диаметром до 100 мм и длиной до 150 мм) и кубических образцов (до 50 мм)
1.1.3.23	Обессоливание дистиллированной водой цилиндрических образцов (диаметром до 100 мм и длиной до 150 мм) и кубических образцов (до 50 мм) с контролем УЭС(воды) и сушка до постоянного веса
1.1.3.24	Донасыщение образцов моделью пластовой нефти
1.1.3.25	Определение открытой пористости жидкостенасыщением в атмосферных условиях
1.1.3.26	Определение открытой пористости жидкостенасыщением в атмосферных условиях с предварительной очисткой от солей
1.1.3.27	Определение открытой пористости газовольюметрическим методом (гелий) в атмосферных условиях
1.1.3.28	Определение пористости по газу в барических условиях в 5 точках
1.1.3.29	Определение проницаемости по воздуху в атмосферных условиях
1.1.3.30	Определение эффективной проницаемости по газу в атмосферных условиях
1.1.3.31	Определение проницаемости по газу в барических условиях в 5 точках
1.1.3.32	Определение открытой пористости жидкостенасыщением в атмосферных условиях на полноразмерных образцах керна
1.1.3.33	Определение открытой пористости жидкостенасыщением в атмосферных условиях на полноразмерных образцах керна с предварительной очисткой от солей
1.1.3.34	Определение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования
1.1.3.35	Определение объемной плотности (расчет)
1.1.3.36	Определение минералогической плотности (расчет)
1.1.3.37	Определение минералогической плотности пикнометрическим способом
1.1.3.38	Определение водоудерживающей способности методом центрифугирования
1.1.3.39	Определение остаточной водонефтенасыщенности в образцах горных пород (в аппаратах Закса и Сокслета) прямым экстракционно-дистилляционным методом, а нефти по потере массы.
1.1.3.40	Определение естественной водо-нефтенасыщенности герметизированных образцов керна методом термоэкстракции (реторты)
1.1.3.41	Исследование пород методом ЯМР в атмосферных условиях с определением основных коллекторских параметров: Время релаксации T1, время релаксации T2, открытая и эффективная пористость, остаточная водонасыщенность, проницаемость, глинистость и т.п. на приборе - Релаксометр-ЯМР Oxford
1.1.3.42	Двумерная карта T1-T2 с расчетом содержания воды и нефти в свободных и связанных порах по данным ЯМР на приборе - Релаксометр-ЯМР Oxford.
1.1.3.43	Исследование пород методом ЯМР в атмосферных условиях с определением основных коллекторских параметров: открытая пористость, остаточная водонасыщенность на приборе - Анализатор мобильный iTMR-10.
1.1.3.44	Определение проницаемости нетрадиционных коллекторов на нано пермеамetre на стандартных образцах
1.1.4	<i>Петрофизические исследования</i>
1.1.4.1	Изучение электрических свойств пород в атмосферных условиях при 3-х значениях переменной водонасыщенности для определения параметров пористости (Pп) и насыщения (Pн)
1.1.4.2	Изучение электрических свойств пород в атмосферных условиях при 100% водонасыщенности для определения параметров пористости (Pп)
1.1.4.3	Изучение электрических свойств пород в атмосферных условиях за каждый дополнительный режим создания водонасыщенности, и расчет параметра насыщения (Pн)
1.1.4.4	Изучение электрических свойств пород в атмосферных условиях на образцах с сохраненной водонасыщенностью
1.1.4.5	Определение капиллярных характеристик с использованием центрифуги
1.1.4.6	Определение капиллярных характеристик с использованием ультрацентрифуги (9 точек до 20 атм.)
1.1.4.7	Изучение смачиваемости пород-коллекторов по Аммоту-Тулъбовичу
1.1.4.8	Определение удельной поверхности порового пространства (расчет)
1.1.4.9	Определение извилистости поровых каналов (расчет)

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

1.1.4.10	Определение эффективной извилистости поровых каналов (расчет)
1.1.4.11	Определение величины тупиковых пор
1.1.4.12	Определение функции капиллярного давления (расчет)
1.1.4.13	Изучение смачиваемости пород-коллекторов методом USBM
1.1.4.14	Определение проницаемости пород пластов-коллекторов по керосину при остаточной водонасыщенности в пластовых условиях
1.1.5	<i>Потоковые эксперименты</i>
1.1.5.1	Изучение проницаемости пород-коллекторов по воде в пластовых условиях при смене минерализации фильтруемой воды и изменении горного давления
1.1.5.2	Определение фазовой и относительной фазовой проницаемости при совместной стационарной фильтрации воды и нефти с определением точек равновесной насыщенности по воде ($K_{в*}$) и нефти ($K_{н**}$) в условиях моделирующих пластовые, (3 образца)
1.1.5.3	Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения при вытеснении нефти водой в условиях моделирующих пластовые, (5-6 образцов)
1.1.5.4	Определение фазовых и относительных фазовых проницаемостей методом стационарной фильтрации, в условиях моделирующих пластовые с выдержкой модели пласта с начальной нефтенасыщенностью в статике 20 суток
1.1.6	<i>Исследования шлама</i>
1.1.6.1	Приемка и регистрация шлама
1.1.6.2	Хранение и обслуживание шлама в течение года
1.1.6.3	Фотографирование шлама в ДС и УФ
1.1.6.4	Анализ общей и спектральной радиоактивности пород гамма-спектрометрическим методом (шлам)
1.1.6.5	Отмывка шлама горных пород от бурового раствора на водной основе
1.1.6.6	Отмывка шлама горных пород от бурового раствора на углеводородной основе
1.1.6.7	Очистка рабочей пробы (образца) от посторонних примесей (шлам)
1.1.6.8	Отбор рабочей пробы ситовым рассевом (диапазон фракций 5-0,63 мм) (шлам)
1.1.6.9	Определение пористости, объемной и минералогической плотностей методом ЯМР (шлам)
1.1.6.10	Определение пористости, объемной и минералогической плотностей газонасыщением (гелий) (шлам)
1.1.6.11	Экстрагирование образцов, отобранных на литологические исследования и шлама
1.1.6.12	Изготовление шлифа из шлама с учетом соотношения компонентов породы в соответствии с литологическим описанием
1.1.7	<i>Построение литолого-петрофизических разрезов</i>
1.1.7.1	Построение литолого-петрофизических разрезов по результатам проведенных исследований (планшет) в интервалах отбора керна
2	ИССЛЕДОВАНИЯ ФЛЮИДОВ
2.1	ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФЛЮИДОВ
2.1.1	<i>Оценка кондиционности глубинных (сепараторных) проб пластовых флюидов</i>
2.1.1.1	<i>Оценка кондиционности глубинных проб</i>
2.1.1.1.1	Замер давления в камере при температуре окружающей среды
2.1.1.1.2	Замер давления в камере при заданной температуре
2.1.1.1.3	Замер давления насыщения в камере при заданной температуре
2.1.1.2	<i>Оценка кондиционности сепараторных проб</i>
2.1.1.2.1	Замер давления в камере при температуре окружающей среды
2.1.1.2.2	Замер давления в камере при температуре отбора
2.1.1.3	<i>Оценка кондиционности сепараторных проб по методу Hoffmann-Crump-Hocott</i>
2.1.1.3.1	Компонентный состав газа в камере (баллоне) до C_{36+}
2.1.1.3.2	Компонентный состав насыщенной УВ-жидкости в камере до C_{36+}
2.1.1.3.3	Оценка кондиционности сепараторных проб по методу Hoffmann-Crump-Hocott
2.1.1.3.4	Перевод проб из камер Заказчика в камеры Исполнителя для дальнейшего хранения
2.1.1.3.5	Проверка герметичности камер (опрессовка)

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.1.2	Исследования глубинных (сепараторных) проб нефти
2.1.2.1	Подготовка модели пластовой нефти из глубинной пробы на заданные параметры (газосодержание или давление насыщения) путем донасыщения газом
2.1.2.2	Рекомбинация пластовой нефти
2.1.2.2.1	Рекомбинация пластовой нефти на величину ГФ
2.1.2.2.2	Рекомбинация пластовой нефти на величину давления насыщения
2.1.2.3	Проведение PVT-исследований
2.1.2.3.1	Перевод глубинной пробы из контейнера в ячейку PVT
2.1.2.3.2	Давление насыщения при заданной температуре
2.1.2.3.3	Контактное разгазирование (PV-соотношения при заданной температуре, SSE)
2.1.2.3.4	Плотность пластовой нефти при заданных давлении и температуре
2.1.2.3.5	Определение динамической вязкости пластовой нефти при заданных давлении и температуре
2.1.2.3.6	Стандартная сепарация пластовой нефти
2.1.2.3.6.1	Газосодержание пластовой нефти
2.1.2.3.6.2	Объёмный коэффициент пластовой нефти при пластовом давлении и давлении насыщения (при заданной температуре)
2.1.2.3.6.3	Компонентный состав выделившегося газа (в. т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия и водорода) до C ₃₆₊
2.1.2.3.6.4	Определение содержания сероводорода в составе выделившегося газа
2.1.2.3.6.5	Компонентный состав сепарированной нефти до C ₃₆₊
2.1.2.3.6.6	Компонентно-фракционный состав сепарированной нефти методом имитированной дистилляции
2.1.2.3.6.7	Компонентный состав пластовой нефти (расчет по результатам хроматографических исследований)
2.1.2.3.6.8	Компонентно-фракционный состав пластовой нефти методом имитированной дистилляции
2.1.2.3.6.9	Плотность выделившегося газа
2.1.2.3.6.10	Плотность сепарированной нефти
2.1.2.3.6.11	Динамическая вязкость выделившегося газа
2.1.2.3.6.12	Динамическая вязкость сепарированной нефти
2.1.2.3.7	Ступенчатая сепарация пластовой нефти
2.1.2.3.7.1	Газосодержание пластовой нефти по ступеням сепарации и общее
2.1.2.3.7.2	Объёмный коэффициент пластовой нефти при пластовом давлении и давлении насыщения (при заданной температуре)
2.1.2.3.7.3	Компонентный состав выделившегося газа по ступеням сепарации и общий (в. т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия, водорода) до C ₃₆₊
2.1.2.3.7.4	Определение содержания сероводорода в составе выделившегося газа
2.1.2.3.7.5	Компонентный состав сепарированной нефти до C ₃₆₊
2.1.2.3.7.6	Компонентно-фракционный состав сепарированной нефти методом имитированной дистилляции
2.1.2.3.7.7	Компонентный состав пластовой нефти до C ₃₆₊ (расчет по результатам хроматографических анализов)
2.1.2.3.7.8	Компонентно-фракционный состав пластовой нефти методом имитированной дистилляции
2.1.2.3.7.9	Плотность выделившегося газа по ступеням сепарации и общая
2.1.2.3.7.10	Плотность сепарированной нефти
2.1.2.3.7.11	Динамическая вязкость выделившегося газа по ступеням сепарации и общая
2.1.2.3.7.12	Динамическая вязкость сепарированной нефти
2.1.2.3.8	Дифференциальное разгазирование пластовой нефти при заданной температуре
2.1.2.3.8.1	Газосодержание пластовой нефти по ступеням разгазирования
2.1.2.3.8.2	Объёмный коэффициент пластовой нефти по ступеням разгазирования
2.1.2.3.8.3	Объёмный коэффициент выделившегося газа по ступеням разгазирования
2.1.2.3.8.4	Компонентный состав выделившегося газа по ступеням разгазирования (в. т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия, водорода) до C ₃₆₊
2.1.2.3.8.5	Определение содержания сероводорода в составе выделившегося газа

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.1.2.3.8.6	Компонентный состав сепарированной нефти до C_{36+}
2.1.2.3.8.7	Компонентно-фракционный состав сепарированной нефти методом имитированной дистилляции
2.1.2.3.8.8	Компонентный состав пластовой нефти до C_{36+} (расчет по результатам хроматографических анализов)
2.1.2.3.8.9	Компонентно-фракционный состав пластовой нефти методом имитированной дистилляции
2.1.2.3.8.10	Плотность выделившегося газа по ступеням разгазирования
2.1.2.3.8.11	Плотность сепарированной нефти
2.1.2.3.8.12	Динамическая вязкость выделившегося газа по ступеням разгазирования
2.1.2.3.8.13	Динамическая вязкость сепарированной нефти
2.1.2.3.8.14	Z-фактор газа на ступенях разгазирования
2.1.3	Исследование дегазированной нефти
2.1.3.1	Физико-химический анализ дегазированной нефти
2.1.3.1.1	Пробоподготовка (отстаивание, обезвоживание) нефти
2.1.3.1.2	Определение фракционного состава (фракционная разгонка по Энглеру)
2.1.3.1.3	Определение плотности, 5 точек (при 10, 20, 30, 40, 50 °С)
2.1.3.1.4	Определение кинематической и динамической вязкости, 5 точек (при 10, 20, 30, 40, 50 °С)
2.1.3.1.5	Содержание воды (в сырой и обезвоженной нефти)
2.1.3.1.6	Содержание механических примесей
2.1.3.1.7	Содержание хлористых солей (в сырой и обезвоженной нефти)
2.1.3.1.8	Содержание серы
2.1.3.1.9	Содержание асфальтенов
2.1.3.1.10	Содержание парафинов
2.1.3.1.11	Содержание силикагелевых смол
2.1.3.1.12	Содержание сероводорода, метил- и этилмеркаптана
2.1.3.1.13	Температура плавления парафинов
2.1.3.1.14	Молекулярная масса
2.1.3.1.15	Температура застывания нефти
2.1.3.1.16	Температура потери текучести нефти
2.1.3.1.17	Температура вспышки
2.1.3.1.18	Давление насыщенных паров по Рейду
2.1.3.1.19	Коксуемость
2.1.3.1.20	Компонентный состав дегазированной нефти до C_{36+}
2.1.3.1.21	Компонентно-фракционный состав дегазированной нефти методом имитированной дистилляции
2.1.3.1.22	Содержание ванадия
2.1.3.1.23	Содержание никеля
2.1.3.1.24	Содержание титана
2.1.3.1.25	Определение показателя преломления
2.1.3.2	Определение товарных характеристик нефти
2.1.3.2.1	Построение ИТК нефти
2.1.3.2.2	Физико-химическая характеристика узких фракций
2.1.3.2.3	Групповой состав нефтей по 4 фракциям без сохранения фракций
2.1.4	Исследование пластовых газов и конденсатов
2.1.4.1	Рекомбинация пластовой газоконденсатной системы
2.1.4.1.1	Рекомбинация пластовой газоконденсатной системы на величину КГФ
2.1.4.1.2	Рекомбинация пластовой газоконденсатной системы на величину давления начала конденсации
2.1.4.2	Проведение PVT-исследований
2.1.4.2.1	Перевод глубинной пробы из контейнера в ячейку PVT
2.1.4.2.2	Контактная конденсация (ССЕ) пластовой смеси при заданной температуре (в. т.ч. z-фактор газовой фазы, плотность газовой фазы)

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.1.4.2.3	Дифференциальная конденсация пластовой смеси при заданной температуре (в т.ч. состав выпускаемого газа, z-фактор газовой фазы, плотность газовой фазы, содержание C_{5+B} , КИК по ступеням, 3 ступени)
2.1.4.2.4	Контактно-дифференциальная конденсация (CVD) пластовой смеси при заданной температуре (в т.ч. состав выпускаемого газа, z-фактор газовой фазы, плотность газовой фазы, содержание C_{5+B} , КИК по ступеням, 3 ступени)
2.1.4.2.5	Компонентный состав газа сепарации (в т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия, водорода) до C_{36+}
2.1.4.2.6	Компонентный состав газа дегазации (в т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия, водорода) до C_{36+}
2.1.4.2.7	Компонентный состав газа дебутанизации (в т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия, водорода) до C_{36+}
2.1.4.2.8	Компонентный состав насыщенного конденсата до C_{36+}
2.1.4.2.9	Компонентный состав стабильного (дебутанизованного) конденсата до C_{36+}
2.1.4.2.10	Компонентно-фракционный состав стабильного (дебутанизованного) конденсата методом имитированной дистилляции
2.1.4.2.11	Компонентный состав пластовой смеси (в т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия, водорода) до C_{36+} , включая мольные доли газа сепарации и «сухого» газа, потенциальное содержание конденсата в газе сепарации, пластовом газе и на «сухой» газ
2.1.4.2.12	Компонентно-фракционный состав пластовой смеси методом имитированной дистилляции
2.1.4.2.13	Определение содержания сероводорода в составе газа
2.1.4.2.14	Определение динамической вязкости пластового газа при заданных давлении и температуре
2.1.4.2.15	Определение динамической вязкости выделившегося конденсата при заданных давлении и температуре
2.1.4.2.16	Плотность пластового газа при заданных давлении и температуре
2.1.4.2.17	Определение температуры выпадения АСПО из нефти при заданном давлении (экспериментальный метод)
2.1.4.3	Физико-химическая и товарная характеристика стабильного конденсата
2.1.4.3.1	Определение плотности, 5 точек (при -20, -10, 0, 20, 40 °С)
2.1.4.3.2	Определение кинематической и динамической вязкости, 5 точек (при -20, -10, 0, 20, 40 °С)
2.1.4.3.3	Молекулярная масса
2.1.4.3.4	Содержание серы
2.1.4.3.5	Содержание смол
2.1.4.3.6	Содержание парафинов
2.1.4.3.7	Содержание асфальтенов
2.1.4.3.8	Содержание хлористых солей
2.1.4.3.9	Температура застывания
2.1.4.3.10	Температура помутнения
2.1.4.3.11	Температура вспышки
2.1.4.3.12	Температура плавления парафинов
2.1.4.3.13	Фракционный состав (по Энглеру)
2.1.4.3.14	Фракционный состав с отбором десятиградусных фракций (ИТК)
2.1.4.3.15	Показатель преломления
2.1.4.3.16	Коксуемость
2.1.4.3.17	Зольность
2.1.4.3.18	Установление потенциального содержания товарных качеств нефтепродуктов по ГОСТ
2.1.4.3.18.1	Построение ИТК нефти
2.1.4.3.18.2	Физико-химическая характеристика узких фракций
2.1.4.3.18.3	Групповой состав нефтей по 4 фракциям без сохранения фракций
2.1.4.3.18.4	Компонентный состав стабильного конденсата до C_{36+}
2.1.4.3.18.5	Компонентно-фракционный состав стабильного конденсата методом имитированной дистилляции
2.1.5	Исследование глубинных и устьевых проб пластовой воды
2.1.5.1	Перевод глубинной пробы из контейнера в ячейку PVT

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.1.5.2	Давление насыщения при заданной температуре
2.1.5.3	Контактное разгазирование (CCE) при заданной температуре
2.1.5.4	Плотность пластовой воды при заданных давлении и температуре
2.1.5.5	Определение динамической вязкости пластовой воды при заданных давлении и температуре
2.1.5.6	Стандартная сепарация пластовой воды
2.1.5.6.1	Газосодержание пластовой воды
2.1.5.6.2	Объёмный коэффициент пластовой воды при пластовом давлении и давлении насыщения (при заданной температуре)
2.1.5.6.3	Определение компонентного состава (в т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия и водорода) и физико-химическая характеристика газа методом газовой хроматографии (для проб отобранных в специализированные пробоотборники)
2.1.5.6.4	Определение содержания сероводорода в составе выделившегося газа
2.1.5.6.5	Плотность выделившегося газа
2.1.5.6.6	Плотность сепарированной воды
2.1.5.6.7	Динамическая вязкость выделившегося газа
2.1.5.6.8	Динамическая вязкость сепарированной воды
2.1.5.7	Химический состав и свойства пластовой воды
2.1.5.7.1	Пробоподготовка (отстаивание, смешивание) устьевого пробы воды
2.1.5.7.2	Элементный состав :
2.1.5.7.2.1	Анализ природной, пластовой, питьевой воды методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (ISP-OES)
2.1.5.7.2.2	Анализ природной, пластовой, питьевой воды методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ISP-MS)
2.1.5.7.3	Ионный состав :
2.1.5.7.3.1	аммоний ион
2.1.5.7.3.2	калий (ФР.1.31.2017.27489)
2.1.5.7.3.3	кальций (ГОСТ 26449.1-85)
2.1.5.7.3.4	магний (ГОСТ 26449.1-85)
2.1.5.7.3.5	натрий (ФР.1.31.2017.27489)
2.1.5.7.3.6	бромиды (ФР.1.31.2017.27489)
2.1.5.7.3.7	гидрокарбонаты (ГОСТ 26449.1-85)
2.1.5.7.3.8	йодиды (ФР.1.31.2017.27489)
2.1.5.7.3.9	карбонаты (ГОСТ 26449.1-85)
2.1.5.7.3.10	нитраты (ФР.1.31.2017.27489)
2.1.5.7.3.11	нитриты (ФР.1.31.2017.27489)
2.1.5.7.3.12	сульфаты (ГОСТ 26449.1-85)
2.1.5.7.3.13	фосфаты (ФР.1.31.2017.27489)
2.1.5.7.3.14	фториды (ФР.1.31.2017.27489)
2.1.5.7.3.15	хлориды (ГОСТ 26449.1-85)
2.1.5.7.3.16	2-х и 3-х валентное железо
2.1.5.7.4	Прочие показатели:
2.1.5.7.4.1	Фенолы
2.1.5.7.4.2	Общая щёлочность
2.1.5.7.4.3	Плотность при 20 °С
2.1.5.7.4.4	Содержание нерастворимого осадка
2.1.5.7.4.5	Содержание нефтепродуктов
2.1.5.7.4.6	Электропроводимость
2.1.5.7.4.7	Жесткость общая
2.1.5.7.4.8	Сухой остаток (эксперимент)

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.1.5.7.4.9	АПАВ
2.1.5.7.4.10	Окисляемость перманганатная
2.1.5.7.4.11	Водородный показатель pH
2.1.6	Исследование устьевых проб газа
2.1.6.1	Определение компонентного состава (в т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия и водорода) и физико-химическая характеристика газа методом газовой хроматографии (для проб отобранных в специализированные пробоотборники)
2.2	ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФЛЮИДОВ СЛОЖНОГО ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ
2.2.1	Исследования глубинных (рекомбинированных) проб нефти
2.2.1.1	Давление в камере при температуре окружающей среды
2.2.1.1.1	Давление в камере при температуре окружающей среды
2.2.1.1.2	Отведение свободной воды и оценка объема пробы
2.2.1.1.3	Перевод пробы из глубинного пробоотборника в поршневую емкость высокого давления в однофазных условиях
2.2.1.2	Давление в камере при температуре отбора
2.2.1.2.1	Приведение к условиям отбора
2.2.1.2.2	Давление в камере при температуре отбора
2.2.1.2.3	Давление насыщения при заданной температуре
2.2.1.2.4	Перевод глубинной пробы из контейнера в ячейку PVT
2.2.1.2.5	Давление насыщения при заданной температуре в PVT ячейке без полного обзора
2.2.1.2.6	Давление насыщения при заданной температуре в PVT ячейке полного обзора
2.2.1.3	Оценка представительности сепараторных проб по методу Hoffmann-Crump-Hocott
2.2.1.3.1	Компонентный состав газа (в т.ч. Гелия)
2.2.1.3.2	Компонентный состав нефти до C36+
2.2.1.3.3	Оценка представительности сепараторных проб по методу Hoffmann-Crump-Hocott
2.2.1.3.4	Рекомбинация пластовой нефти (на заданные параметры)
2.2.1.3.5	Подготовка модели пластовой нефти из глубинной пробы на заданные параметры (газосодержание или давление насыщения)
2.2.1.3.6	Контактное разгазирование (PV-соотношения при заданной температуре, SSE)
2.2.1.3.7	Плотность пластовой нефти при заданных давлении и температуре
2.2.1.3.8	Определение динамической вязкости пластовой нефти при заданных давлении и температуре
2.2.1.4	Стандартная сепарация пластовой нефти
2.2.1.4.1	Газосодержание пластовой нефти
2.2.1.4.2	Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении
2.2.1.4.3	Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и давлении насыщения
2.2.1.4.4	Компонентный состав газа сепарации (в т.ч. содержание аргона, гелия, водорода)
2.2.1.4.5	Компонентный состав сепарированной нефти
2.2.1.4.6	Компонентный состав пластовой нефти (расчет по результатам хроматографических исследований)
2.2.1.4.7	Плотность растворенного газа
2.2.1.4.8	Плотность сепарированной нефти
2.2.1.4.9	Динамическая вязкость сепарированной нефти
2.2.1.4.10	Динамическая вязкость выделившегося газа
2.2.1.5	Ступенчатая сепарация пластовой нефти
2.2.1.5.1	Газосодержание пластовой нефти по ступеням сепарации и общее (6 ступеней)
2.2.1.5.1.1	Газосодержание пластовой нефти по ступеням сепарации и общее (3 ступени)
2.2.1.5.2	Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении
2.2.1.5.3	Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и давлении насыщения
2.2.1.5.4	Компонентный состав газа сепарации по ступеням сепарации и общий (в т.ч. содержание аргона, гелия, водорода)

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.2.1.5.5	Компонентный состав сепарированной нефти
2.2.1.5.6	Компонентный состав пластовой нефти (расче по результатам хроматографических исследований)
2.2.1.5.7	Плотность растворенного газа по ступеням сепарации и общая
2.2.1.5.8	Плотность сепарированной нефти
2.2.1.5.9	Динамическая вязкость сепарированной нефти
2.2.1.5.10	Дополнительная ступень сепарации
2.2.1.5.11	Динамическая вязкость выделившегося газа по ступеням сепарации и общая
2.2.1.6	<i>Дифференциальное разгазирование пластовой нефти при заданной температуре</i>
2.2.1.6.1	Газосодержание пластовой нефти по ступеням разгазирования
2.2.1.6.2	Объёмный коэффициент пластовой нефти по ступеням разгазирования
2.2.1.6.3	Объёмный коэффициент выделившегося газа по ступеням разгазирования
2.2.1.6.4	Компонентный состав газа сепарации по ступеням разгазирования 3 ступени (в. т.ч. содержание аргона, гелия, водорода)
2.2.1.6.5	Компонентный состав сепарированной нефти
2.2.1.6.6	Компонентный состав пластовой нефти (расче по результатам хроматографических исследований)
2.2.1.6.7	Плотность выделившегося газа по ступеням разгазирования
2.2.1.6.8	Плотность сепарированной нефти
2.2.1.6.9	Динамическая вязкость сепарированной нефти
2.2.1.6.10	Динамическая вязкость выделившегося газа по ступеням разгазирования
2.2.1.6.11	Z-фактор газа на ступенях разгазирования
2.2.1.6.12	Дополнительная ступень диф.разгазирования
2.2.1.6.13	Определение компонентного состава флюида методом имитированной дистилляции
2.2.2	<i>Исследование дегазированной нефти</i>
2.2.2.1	<i>Физико-химический анализ дегазированной нефти</i>
2.2.2.1.1	Пробоподготовка (обезвоживание) нефти
2.2.2.1.2	Фракционный состав (по Энглеру)
2.2.2.1.3	Определение плотности при заданной температуре
2.2.2.1.4	Определение кинематической вязкости при заданной температуре
2.2.2.1.5	Определение плотности, 5 точек (10, 20, 30, 40, 50 °С)
2.2.2.1.6	Определение кинематической вязкости, 5 точек (10, 20, 30, 40, 50 °С)
2.2.2.1.7	Содержание воды (в сырой и обезвоженной нефти)
2.2.2.1.8	Содержание мехпримесей
2.2.2.1.9	Содержание хлористых солей (в сырой и обезвоженной нефти)
2.2.2.1.10	Содержание серы
2.2.2.1.11	Содержание асфальтенов
2.2.2.1.12	Содержание парафинов
2.2.2.1.13	Содержание силикагелевых смол
2.2.2.1.14	Содержание сероводорода, метил- и этил-меркаптана
2.2.2.1.15	Температура плавления парафинов
2.2.2.1.16	Молекулярная масса
2.2.2.1.17	Температура застывания нефти
2.2.2.1.18	Температура потери текучести нефти
2.2.2.1.19	Температура вспышки
2.2.2.1.20	Давление насыщенных паров по Рейду
2.2.2.1.21	Коксуемость
2.2.2.1.22	Определение тяжелых металлов в нефти (ванадий, никель, молибден и др.)
2.2.2.1.23	Классификация по ГОСТ Р 51858-2002
2.2.2.1.24	Компонентный состав нефти до C ₃₆₊

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.2.2.2	Определение товарных характеристик нефти
2.2.2.2.1	Построение ИТК нефти
2.2.2.2.2	Физико-химическая характеристика узких фракций
2.2.2.2.3	Групповой состав нефтей по 4 фракциям без сохранения фракций
2.2.3	Исследование пластовых газов и конденсатов
2.2.3.1	Давление в камере при температуре окружающей среды
2.2.3.1.1	Давление в камере при температуре окружающей среды
2.2.3.1.2	Отведение свободной воды и оценка объема пробы
2.2.3.1.3	Перевод глубинной пробы из контейнера в ячейку PVT
2.2.3.2	Давление в камере при температуре отбора
2.2.3.2.1	Приведение к условиям отбора
2.2.3.2.2	Давление в камере при температуре отбора
2.2.3.2.3	Давление насыщения при заданной температуре
2.2.3.2.4	Оценка представительности сепараторных проб по методу Hoffmann-Crump-Hocott
2.2.3.2.5	Рекомбинация пластовой системы (на заданные параметры)
2.2.3.2.6	Давление начала конденсации при заданной температуре
2.2.3.2.7	Подготовка модели пластовой системы из глубинной пробы на заданные параметры (газосодержание или давление насыщения)
2.2.3.2.8	Плотность пластового газа при заданных давлении и температуре
2.2.3.2.9	Контактно-дифференциальная конденсация (CVD) пластовой смеси при заданной температуре (в т.ч. состав выпускаемого газа, z-фактор газовой фазы, плотность газовой фазы, содержание C5+B, КИК по ступеням, 3 ступени)
2.2.3.2.10	Дополнительная ступень контактно-дифференциальной конденсации (CVD)
2.2.3.2.11	Контактная конденсация пластовой смеси при заданной температуре (в т.ч. z-фактор газовой фазы, плотность газовой фазы)
2.2.3.2.12	Компонентный состав газа сепарации, дегазации, дебутанизации (в т.ч. содержание аргона, гелия, водорода)
2.2.3.2.13	Компонентный состав насыщенного конденсата
2.2.3.2.14	Компонентный состав стабильного конденсата
2.2.3.3	Компонентный состав пластовой смеси (в т.ч. мольные доли газа сепарации и «сухого» газа, потенциальное содержание конденсата в газе сепарации, пластовом газе и на «сухой» газ)
2.2.3.3.1	Расчет компонентного состава рекомбинированной пластовой смеси
2.2.3.3.2	Стандартная сепарация пластового газа глубинной пробы с определением компонентного состава
2.2.3.3.3	Динамическая вязкость пластового газа
2.2.3.3.4	Расчет компонентного состава пластового газа (в т.ч. мольные доли газа сепарации и «сухого» газа, потенциальное содержание конденсата в газе сепарации, пластовом газе и на «сухой» газ)
2.2.3.4	Физико-химическая характеристика стабильного конденсата:
2.2.3.4.1	Плотность при 20 °С
2.2.3.4.2	Молекулярная масса
2.2.3.4.3	Вязкость кинематическая при 20 °С
2.2.3.4.4	Содержание серы
2.2.3.4.5	Содержание смол
2.2.3.4.6	Содержание парафинов
2.2.3.4.7	Содержание асфальтенов
2.2.3.4.8	Содержание хлористых солей
2.2.3.4.9	Температура застывания
2.2.3.4.10	Температура помутнения
2.2.3.4.11	Температура вспышки
2.2.3.4.12	Фракционный состав (по Энглеру)

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.2.3.4.13	Фракционный состав с отбором десятиградусных фракций
2.2.3.4.14	Показатель преломления
2.2.3.4.15	Коксуемость
2.2.3.4.16	Зольность
2.2.3.4.17	Потенциальное содержание, физико-химическая характеристика узких фракций конденсата, расчет и построение графиков ИТК и показателей качества фракций
2.2.3.4.18	Групповой состав нефтей по 4 фракциям без сохранения фракций
2.2.3.4.19	Характеристика товарных фракций нефтепродуктов
2.2.3.4.20	Определение компонентного состава флюида методом имитированной дистилляции
2.2.4	Исследование проб ослабленных устойчивой эмульсией
2.2.4.1	Пробоподготовка нефти, осложненной образованием устойчивой эмульсии (не подверженной расслоению путем отстаивания с добавлением деэмульгатора). Разрушение эмульсии путем многократного повторения центрифугирования образца.
2.2.4.2	Микроскопическое исследование и фотографирование эмульсии (между предметными стеклами). Определение ее типа (прямая или обратная).
2.2.4.3	Микроскопическое исследование и фотографирование эмульсии (в капле). Определение ее типа (прямая или обратная).
2.2.4.4	Определение реологических параметров эмульсии (плотность, динамическая и кинематическая вязкость, при 20 °С)
2.2.4.5	Определение реологических параметров эмульсии (плотность, динамическая и кинематическая вязкость, 5 точек (10, 20, 30, 40, 50 °С))
2.2.4.6	Оценка деструкции гуарового геля под действием лимонной кислоты. Отделение водной фракции от геля
2.2.4.7	Bottle test (включает в себя измерение в 6 временных точках, с замером объема отделившейся воды). В один образец входит изучение не более 4х концентраций деэмульгатора.
2.2.5	Исследование пластовой воды
2.2.5.1	Замер давления сдвига поршня пробоотборника
2.2.5.2	<i>Замер давления открытия клапана пробоотборника</i>
2.2.5.2.1	Приведение к условиям отбора
2.2.5.2.2	Давление в камере при температуре отбора
2.2.5.2.3	Перевод глубинной пробы из контейнера в ячейку PVT
2.2.5.3	Давление насыщения при пластовой температуре
2.2.5.3.1	Давление насыщения при заданной температуре в PVT ячейке без полного обзора
2.2.5.3.2	Давление насыщения при заданной температуре в PVT ячейке полного обзора
2.2.5.4	Коэффициент сжимаемости пластовой воды, $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$
2.2.5.5	Температурный коэффициент давления насыщения, $\text{МПа}/^\circ\text{C}$
2.2.5.6	Температурный коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$
2.2.5.7	Определение динамической вязкости пластовой воды при заданных давлении и температуре
2.2.5.8	Определение динамической вязкости пластовой воды при давлении насыщения и пластовой температуре
2.2.5.9	Определение динамической вязкости пластовой воды при пластовых термобарических условиях
2.2.5.10	Плотность пластовой воды при заданных давлении и температуре
2.2.5.11	Плотность пластовой воды при давлении насыщения и пластовой температуре
2.2.5.12	Плотность пластовой воды при пластовых термобарических условиях
2.2.5.13	Газосодержание пластовой воды
2.2.5.14	Объемный коэффициент пластовой воды
2.2.5.15	Определение компонентного состава (в. т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия и водорода) и физико-химическая характеристика газа методом газовой хроматографии (для проб отобранных под давлением в специализированные пробоотборные баллоны)
2.2.5.16	Химический состав и свойства пластовой воды
2.2.5.16.1	Пробоподготовка (отстаивание, смешивание) устьевого пробы воды

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

2.2.5.16.2	Элементный состав :
2.2.5.16.2.1	Анализ природной, пластовой, питьевой воды методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (ISP-OES)
2.2.5.16.2.2	Анализ природной, пластовой, питьевой воды методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ISP-MS)
2.2.5.16.3	Ионный состав :
2.2.5.16.3.1	аммоний ион
2.2.5.16.3.2	калий (ФР.1.31.2017.27489)
2.2.5.16.3.3	кальций (ГОСТ 26449.1-85)
2.2.5.16.3.4	магний (ГОСТ 26449.1-85)
2.2.5.16.3.5	натрий (ФР.1.31.2017.27489)
2.2.5.16.3.6	бромиды (ФР.1.31.2017.27489)
2.2.5.16.3.7	гидрокарбонаты (ГОСТ 26449.1-85)
2.2.5.16.3.8	йодиды (ФР.1.31.2017.27489)
2.2.5.16.3.9	карбонаты (ГОСТ 26449.1-85)
2.2.5.16.3.10	нитраты (ФР.1.31.2017.27489)
2.2.5.16.3.11	нитриты (ФР.1.31.2017.27489)
2.2.5.16.3.12	сульфаты (ГОСТ 26449.1-85)
2.2.5.16.3.13	фосфаты (ФР.1.31.2017.27489)
2.2.5.16.3.14	фториды (ФР.1.31.2017.27489)
2.2.5.16.3.15	хлориды (ГОСТ 26449.1-85)
2.2.5.16.3.16	2-х и 3-х валентное железо
2.2.5.16.4	Прочие показатели:
2.2.5.16.4.1	Фенолы
2.2.5.16.4.2	Общая щёлочность
2.2.5.16.4.3	Плотность при 20 °С
2.2.5.16.4.4	Содержание нерастворимого осадка
2.2.5.16.4.5	Содержание нефтепродуктов
2.2.5.16.4.6	Электропроводимость
2.2.5.16.4.7	Жесткость общая
2.2.5.16.4.8	Сухой остаток (эксперимент)
2.2.5.16.4.9	АПВ
2.2.5.16.4.10	Окисляемость перманганатная
2.2.5.16.4.11	Водородный показатель pH
2.2.6	Исследование устьевых проб газа
2.2.6.1	Компонентный состав газа по устьевым пробам (в т.ч. содержание аргона, гелия, водорода)
2.2.6.2	Определение содержания сероводорода H ₂ S в дегазированной нефти
2.2.6.3	Определение содержания сероводорода H ₂ S в газе
2.2.6.4	Определение изотопного состава кислорода образцов воды, методом изотопной масс-спектрометрии
2.2.6.5	Определение изотопного состава водорода образцов воды, методом изотопной масс-спектрометрии
2.2.7	Дополнительные работы
2.2.7.1	Хранение поршневого контейнера, являющегося собственностью лаборатории, при условии исследований сторонней лабораторий
2.2.7.2	Деэмульгирование пробы тяжелой нефти с помощью циклов нагревания-охлаждения в однофазных условиях
2.2.7.3	Выпуск пробы из контейнера при комнатной температуре без сбора жидкой фазы
2.2.7.4	Определение содержания влаги в нефти методом Карла Фишера для оценки качества пробы

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

3	ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
3.1	Работа с каменным материалом
3.1.1	Пиролитические исследования
3.1.1.1	Специализированная подготовка керна (шлама) для определения состава и свойств органического вещества
3.1.1.2	Выполнение пиролитического анализа режим BULK
3.1.1.3	Выполнение пиролитического анализа режим POPI
3.1.1.4	Выполнение пиролитического анализа режим PAM
3.1.1.5	Выполнение пиролитического анализа с определением молекулярного состава углеводородных соединений, выделившихся в процессе нагрева, с исследованием одной температурной точки (метод пиролитической хромато-масс-спектрометрии)
3.1.1.6	Выполнение однокомпонентных кинетических исследований органического вещества пород экспресс методом
3.1.2	Исследование состава и свойств органического вещества
3.1.2.1	Определение группового состава битумоидов (насыщенная, ароматическая, смолы и асфальтены) с сохранением фракций
3.1.2.2	Анализ молекулярно-массового распределения УВ C5-C40 в мальтеновой, масляной, насыщенной фракциях битумоида или нефракционированном битумоиде (одна фракция на выбор) методом газовой хроматографии с использованием детектора ПИД
3.1.2.3	Анализ мальтеновых, масляных, парафиновых, ароматических фракций (одна фракция на выбор) битумоидов методом хромато-масс-спектрометрии в режиме MS-MS (SRM)
3.1.2.4	Определение изотопного состава углерода битумоида и его хроматографических фракций (насыщенной, ароматической, смол и асфальтенов) методом изотопной масс-спектрометрии
3.1.2.5	Определение изотопного состава углерода и кислорода карбонатов
3.1.2.6	Определение изотопного состава углерода n-алканов C15-C30 в парафиновых фракциях битумоидов
3.1.2.7	Выделение керогена из породы посредством дебитуминизации и кислотной обработки (состав кислот на выбор) с контролем стадий удаления минеральных составляющих методом PCA (без удаления пирита)
3.1.2.8	Выделение битумоидов из пород методом ускоренной экстракции ASE (на выбор, Асп-б), хлороформного (Ахл), гексанового (Агк) битумоида), с сохранением экстракта и количественным определением его массовой доли в породе для проведения пиролитических и хроматографических исследований
3.1.2.9	Определение в составе битумоида дополнительной хроматографической фракции, с сохранением фракции
3.1.2.10	Групповой состав нефтей по 4 фракциям методом ТСХ-ПИД без сохранения фракций
3.1.2.11	Групповой состав экстрактов по 4 фракциям методом ТСХ-ПИД без сохранения фракций
3.1.2.12	Анализ насыщенной фракции битумоида методом хроматомасс-спектрометрии (в одном из режимов сканирования на выбор: TIC, SIM, SRM)
3.1.2.13	Анализ ароматической фракции битумоида методом хроматомасс-спектрометрии (в одном из режимов сканирования на выбор: TIC, SIM, SRM)
3.1.2.14	Определение изотопного состава углерода нефракционированного битумоида или одной отдельной хроматографической фракции на выбор, методом изотопной масс-спектрометрии
3.1.2.15	Определение изотопного состава водорода битумоида и его хроматографических фракций (насыщенной, ароматической, смол и асфальтенов) методом изотопной масс-спектрометрии
3.1.2.16	Определение изотопного состава водорода нефракционированного битумоида или одной отдельной хроматографической фракции на выбор, методом изотопной масс-спектрометрии
3.1.2.17	Определение изотопного состава углерода нерастворимого орг. вещества породы (керогена), методом изотопной масс-спектрометрии
3.1.2.18	Определение изотопного состава водорода нерастворимого орг. вещества породы (керогена), методом изотопной масс-спектрометрии

ПЕРЕЧЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

3.1.3	Исследования состава и свойств устьевых проб нефти и газа
3.1.3.1	Определение общих физико-химических характеристик нефтей для определения состава и свойств органического вещества. Определение плотности, вязкости нефтей и содержания серы
3.1.3.2	Определение группового состава нефтей (насыщенная, ароматическая, смолы и асфальтены) с сохранением фракций
3.1.3.3	Анализ молекулярно-массового распределения УВ C5-C40 в нефти/конденсате методом газовой хроматографии с использованием детектора ПИД
3.1.3.4	Анализ мальтеновых, масляных, парафиновых, ароматических фракций (одна фракция на выбор) нефти методом хромато-масс-спектрометрии в режиме MS-MS (SRM)
3.1.3.5	Определение изотопного состава углерода нефти и ее хроматографических фракций (насыщенной, ароматической, смол и асфальтенов) методом изотопной масс-спектрометрии для определения состава и свойств органического вещества
3.1.3.6	Определение изотопного состава углерода n-алканов C15-C30 в парафиновых фракциях нефтей
3.1.3.7	Определение компонентного состава (в т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия и водорода) и физико-химическая характеристика газа методом газовой хроматографии (для проб отобранных под давлением в специализированные пробоотборные баллоны)
3.1.3.8	Определение изотопного состава углерода метана методом изотопной масс-спектрометрии для определения состава и свойств органического вещества
3.1.3.9	Определение изотопного состава углерода УВ газов C2-C5, методом изотопной масс-спектрометрии для определения состава и свойств органического вещества
3.1.3.10	Определение компонентного состава (в т.ч. содержание азота, углекислого газа, гелия и водорода) и физико-химическая характеристика газа методом газовой хроматографии (для проб отобранных в неспециализированные емкости при атмосферном давлении/под гидрозатвором/в пакет)
3.1.3.11	Определение в составе нефти дополнительной хроматографической фракции, с сохранением фракции
3.1.3.12	Анализ насыщенной фракции нефти методом хроматомасс-спектрометрии (в одном из режимов сканирования на выбор: TIC, SIM, SRM)
3.1.3.13	Анализ ароматической фракции нефти методом хроматомасс-спектрометрии (в одном из режимов сканирования на выбор: TIC, SIM, SRM)
3.1.3.14	Определение изотопного состава углерода углекислого газа в составе проб газа, методом изотопной масс-спектрометрии
3.1.3.15	Определение изотопного состава углерода нефракционированной нефти или одной отдельной хроматографической фракции на выбор, методом изотопной масс-спектрометрии
3.1.3.16	Определение изотопного состава водорода нефти и ее хроматографических фракций (насыщенной, ароматической, смол и асфальтенов) методом изотопной масс-спектрометрии для определения состава и свойств органического вещества
3.1.3.17	Определение изотопного состава водорода нефракционированного битумоида или одной отдельной хроматографической фракции на выбор, методом изотопной масс-спектрометрии
3.1.3.18	Пробоподготовка (экстракция органической составляющей в аппарате Сокслета) образцов АСПО для определения содержания парафина, смол и асфальтенов
4	ПОДГОТОВКА ОТЧЕТНОСТИ
4.1	Подготовка технического отчета по результатам проведенных работ
4.2	Анализ и обобщение лабораторных исследований по результатам проведенных работ

ДИРЕКТОР

АУ «НАЦ РН ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

КОПЫТОВ АНДРЕЙ ГРИГОРЬЕВИЧ

ТЕЛ.: +7(3467) 35-33-00

ЭЛ. ПОЧТА: INFO@NACRN.HMAO.RU

САЙТ: WWW.CRRU.RU

