

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ  
КАЧЕСТВОМ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТОЧНЫХ  
АНАЛИЗАТОРОВ ХЛОРСОДЕРЖАНИЯ**

***Аннотация:** Статья посвящена повышению эффективности системы управления качеством нефти с использованием комплекса на базе хроматографа (поточных анализаторов хлорсодержания). Комплекс на базе хроматографа с анализатором МАГ КС 50.310 предназначен для непрерывной работы в автоматическом режиме с детекторами по теплопроводности (ДТП) и позволяет производить измерение в диапазоне от 1 до 100 млн.<sup>-1</sup> (ppm).*

***Ключевые слова:** Хроматограф, поточный анализатор, блок измерения качества нефти, магистральный трубопровод, отбор проб нефти.*

***Abstract:** The article is devoted to increasing the efficiency of the oil quality management system using a complex based on a chromatograph (on-line chlorine analyzers). The complex based on a chromatograph with a MAG KS 50.310 analyzer is designed for continuous operation in automatic mode with thermal conductivity detectors (TCD) and allows measurements in the range from 1 to 100 million (ppm).*

***Keywords:** Chromatograph, flow analyzer, oil quality measurement unit, main pipeline, oil sampling.*

Использующиеся в настоящее время лабораторные методы определения качества нефти не обладают достаточной степенью оперативности, а из применяемых экспресс-методов контроля не все являются достоверными.

Одним из важных качественных показателей в нефти является содержание массовой доли органических хлоридов во фракции, выкипающие до температуры 204 °С, особенно при транспортировке нефти на экспорт и на заводы по переработке. Обеспечить качество систем измерения показателей нефти и в целом повысить эффективность проводимых измерений и работы оборудования возможно не только на основе анализа средств измерения и метрологического обеспечения СИКН, но и за счет особенностей изготовления, комплектации и функциональности систем.

Лабораторные хроматографы активно используются для определения массовой доли органических хлоридов во фракции, выкипающие до температуры 204 °С в условиях лаборатории, но для использования в качестве поточного анализатора в составе оборудования БИК необходим комплекс оборудования по подготовке и доставки пробы в анализатор.

Комплекс на базе хроматографа с анализатором МАГ КС 50.310 предназначен для непрерывной работы в автоматическом режиме с детекторами по теплопроводности (ДТП) и позволяет производить измерение в диапазоне от 1 до 100 млн. <sup>-1</sup> (ppm).

В Хроматографе применяется метод газовой хроматографии, основанный на разделении пробы анализируемой смеси на индивидуальные компоненты в капиллярных колонках. Отбор проб нефти и трубопровода с использованием блока подготовки пробы (далее БПП) и парофазного пробоотборника (далее ПФП) для извлечения паров летучих хлорорганических соединений (далее ХОС) для дальнейшего анализа с помощью потокового хроматографа (Рис. 1).

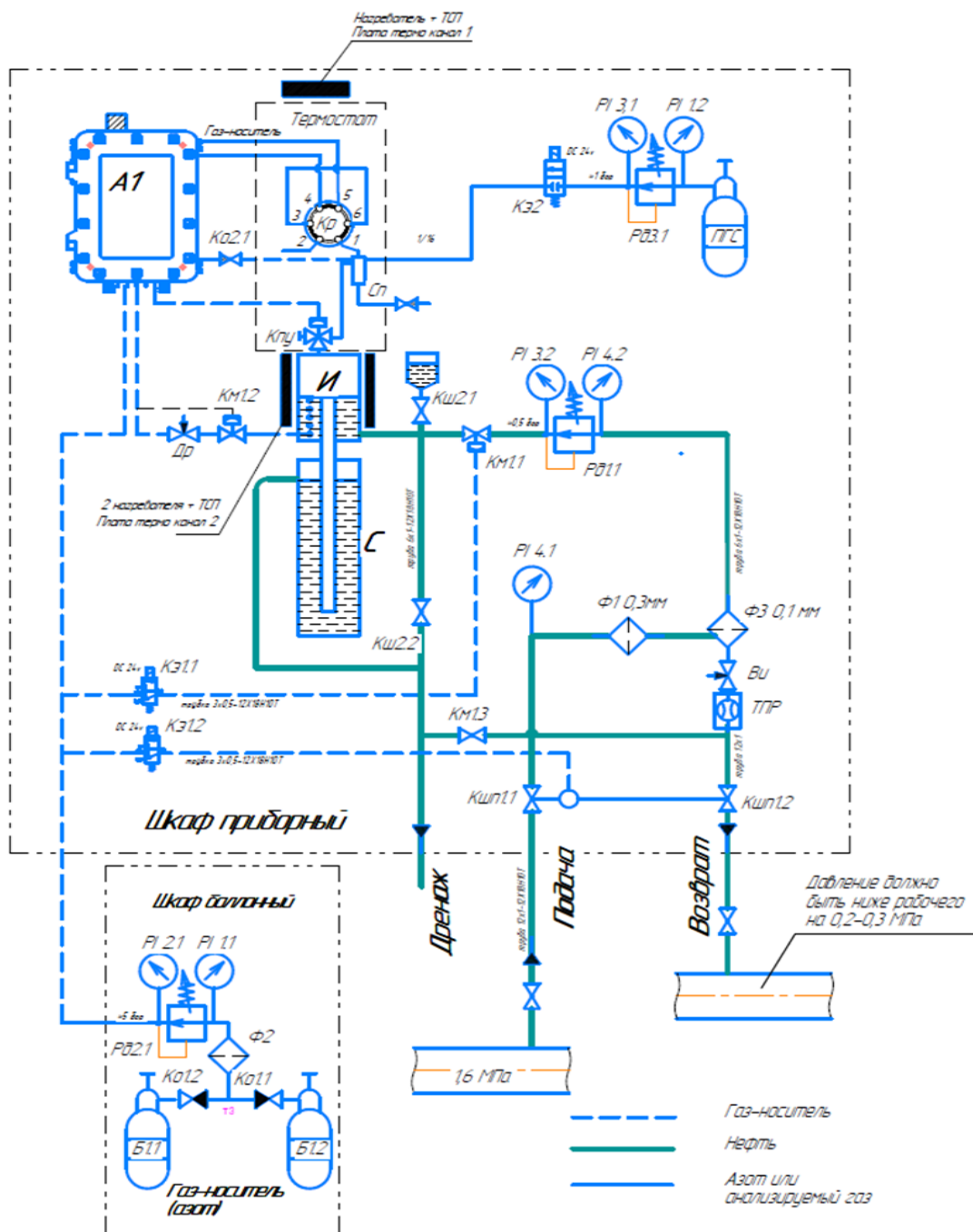


Рисунок 1 - Принципиальная технологическая схема

Данный комплекс предназначен для непрерывной работы в автоматическом режиме с детекторами по теплопроводности (ДТП) и позволяет производить измерение в диапазоне от 1 до 100 млн. (ppm), но требует применения дополнительного оборудования, обеспечивающие отбор пробы нефти, подготовку к измерению. В Хроматографе применяется метод

газовой хроматографии, основанный на разделении пробы анализируемой смеси на индивидуальные компоненты в капиллярных колонках. Проба анализируемого вещества в газо- или парообразном состоянии вводится потоком подвижной фазы (газа-носителя, в качестве которого выбирается не сорбируемое вещество) в хроматографическую колонку. Разделение анализируемой пробы на индивидуальные компоненты происходит вследствие их различного распределения между неподвижной и подвижной фазами в процессе движения пробы по колонке.

Компоненты пробы выходят из колонки в потоке газа-носителя. Их наличие фиксируется детектором, на чувствительном элементе которого формируется электрический сигнал, пропорциональный количеству компонентов. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов и вычисления по компонентному составу значений величины теплоты сгорания, относительной и абсолютной плотности, коэффициента сжимаемости и числа Воббе (ГОСТ 31369-2008). Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава. Детектор по теплопроводности (ДПД) состоит из четырех термочувствительных элементов. Два из них устанавливаются в ячейках, через которые протекает поток газа из колонки, а два других в ячейках, через которые протекает чистый газ-носитель. Чувствительные элементы включены в схему измерительного моста и нагреваются током от специального стабилизированного источника питания.

Тепловой режим в ячейках определяется током, протекающим через чувствительные элементы, температурой корпуса и количеством тепла, передаваемого стенкам ячейки. При постоянстве указанных параметров в ячейках устанавливается тепловое равновесие. Изменение концентрации компонентов пробы, протекающих через измерительные ячейки, меняет теплопроводность вещества в ячейках, что приводит к нарушению теплового равновесия, изменению температуры и сопротивления чувствительных

элементов. Это вызывает раз баланс измерительного моста, по значению которого можно оценить изменение концентрации компонента в газе-носителе.

Для отбора пробы нефти и ее подготовке к испытанию из трубопровода применена трубная обвязка Ду12х3мм, краны, фильтра тонкой очистки 0,3мм в линии забора пробы, фильтра тонкой очистки 0,1мм в линии отбора на испытание, регулятора давления, сепаратор, испаритель, трубной обвязки Ду3х0,5мм подачи газа-носителя (азота) в испаритель, а также газа ГСО обеспечивающий подготовку и проверку хроматографа к началу проведения измерения.

Монтаж данного комплекса возможен, как в существующих блок-боксах БИК (при наличии необходимого пространства), так и существует возможность монтажа в отдельно стоящем отапливаемом боксе (шкафного исполнения) (Рис. 2)

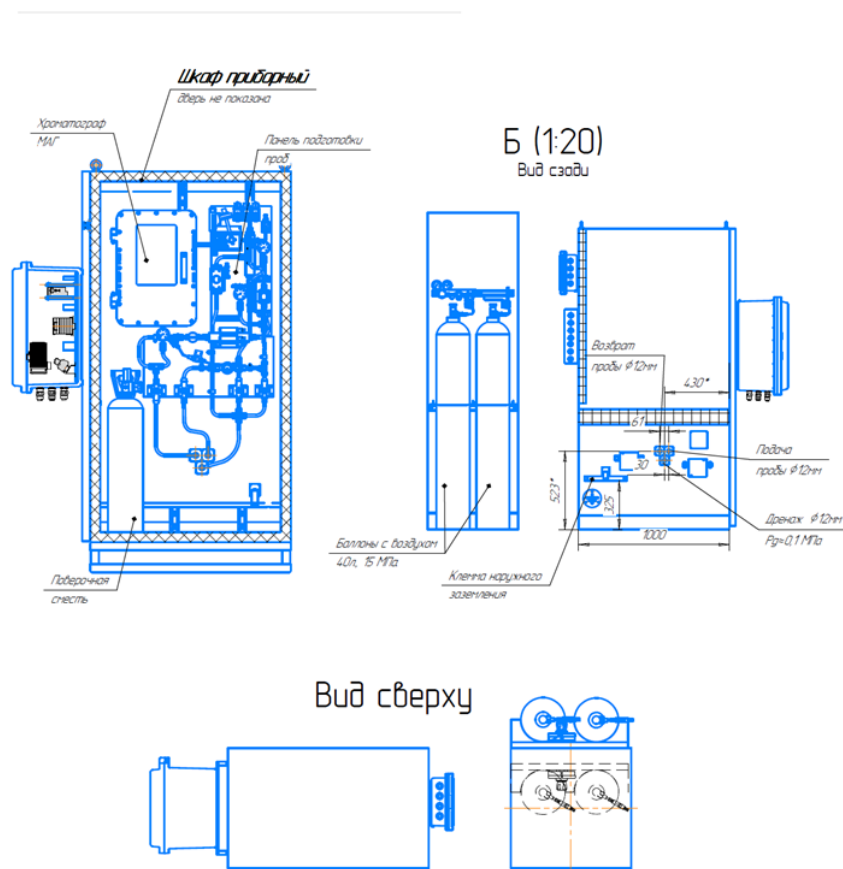


Рисунок 2 – Модуль шкафного исполнения

Для определения содержания ХОС в нефти используется метод парофазного анализа. При парофазном анализе анализируется газ, находящейся в равновесии с жидкостью при определенной температуре. Для более полного извлечения анализируемых компонентов отбор паровой фазы обычно проводят при повышенной температуре, которую выбирается таким образом, чтобы не было самопроизвольного кипения анализируемой пробы. При заданной температуре пробу выдерживают определенное время для достижения равновесия между жидкостью и паровой фазой, после чего паровую фазу направляют в анализатор.

Блок подготовки пробы (БПП) размещен в непосредственной близости от хроматографа. Нефть в БПП поступает по обогреваемой байпасной линии и по ней же возвращается в трубопровод в точку с меньшим давлением. Для обеспечения расхода нефти  $1 \pm 0,5$  л/мин через байпасную линию достаточно иметь перепад давления около 0,1 Мпа. Если в месте установки комплекса нет точек отбора и возврата пробы с подходящим перепадом давления, в БПП может быть установлен циркуляционный насос.

Байпасная линия включает в себя пневмоуправляемые шаровые краны на линиях входа и выхода нефти. На внешней стенке БПП размещен аварийный выключатель потока нефти. Расход нефти регулируется игольчатым вентилем, для контроля расхода может быть установлены манометры, индикатор расхода или турбинный преобразователь расхода ТПР.

При отборе пробы нефть из байпасной линии проходит через фильтр, регулятор давления, мембранный клапан и поступает в ПФП. Отбор равновесной паровой фазы из ПФП, происходит после нагрева нефти до  $50^{\circ}\text{C}$  в течении 10 минут. Для этого в нижнюю часть ПФП подается азот, который затем вместе с парами ХОС поступает в обогреваемый кран-дозатор, размещенный напротив обогреваемого ввода на взрывозащитной оболочке хроматографа. Из крана-дозатора проба газа направляется на анализ в хроматограф. После отбора паровой фазы, нефть из ПФП сливается в дренаж.

На один анализ обычно расходуется 0,15л нефти. Весь цикл анализа, включая отбор, подготовку пробы и ее анализ занимает около 19 минут. Работой БПП и ПФП управляет хроматограф. Когда электропитание отключено, все клапаны закрыты. Состояние клапанов отражается на экране хроматографа. Управление клапанами на байпасной линии и клапаном подачи нефти в ПФП осуществляется через блок ADAM, остальными клапанами хроматограф управляет напрямую.

В качестве анализатора ХОС используется потоковый газовый хроматограф МАГ производства «БАКС» с детектором постоянной скорости рекомбинации (ДПР). В целях сокращения цикла анализа, компоненты с температурами кипения до 121°C определяются на одной колонке, а три более высококипящих компонента определяются на другой колонке. Сначала на первой колонке разделяются 1,1,1,2-, 1,1,2,2-тетрахлорэтан и гексахлорэтан, после чего поступают в детектор ДПР. После с помощью крана-дозатора происходит повторный отбор и дозирование паровой фазы, которая направляется уже на другую колонку и далее в детектор для анализа тетрахлорметана, дихлорметана, трихлорэтилена, хлороформа, перхлорэтилена и 1,2-дихлорэтана. Полное время анализа на двух колонках около 9 мин. Пример хроматограммы нефти приведен на рисунке 4.5. Объем пробы может быть уменьшен, если необходимо сдвинуть диапазон измерения компонентов в область более высоких концентраций.

В состав оборудования так же входят два баллона емкостью 40л с газом-носителем азотом осч сорт 1 по ГОСТ 9293-74 размещены на стойке. Там же установлен регулятор давления. На хроматограф азот должен подаваться под давлением  $0,5 \pm 0,05$  МПа. Система газового питания позволяет проводить замену баллонов без остановки анализа. Баллон с поверочной газовой смесью (ПГС) и регулятором давления (если он входит в комплект поставки) размещается рядом с БПП. ПГС может использоваться для проверки и

настройки хроматографа. На хроматограф ПГС должен подаваться под давлением  $0,03 \pm 0,01$  Мпа. Подачей ПГС управляет.

Применение комплекса поточного анализатора позволит значительно повысить уровень оперативности и достоверности получения исходной информации о качестве транспортируемой нефти. Это, в свою очередь, значительно повлияет на правильность решений, связанных с переключениями в резервуарном парке с целью приема некондиционной нефти в отдельные резервуары, принимаемых персоналом организаций, осуществляющих трубопроводный транспорт нефти.

### **Библиографический список:**

1. ГОСТ Р 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.
2. ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995)" Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава" (введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 декабря 2008 г. N 422-ст).
3. ГОСТ 9293-74 Стандарт на газообразный и жидкий азот.