

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202293494** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2024.05.31

(51) Int. Cl. **C10G 7/00 (2006.01)**
B01D 3/14 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2022.11.30

(54) **БЛОК ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТАБИЛИЗАЦИОННОЙ СЕПАРАЦИИ И ОЧИСТКИ СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ (ВАРИАНТЫ)**

(31) **2022/1036.2**

(72) Изобретатель:

(32) **2022.11.22**

**Елянушкин Евгений Павлович,
Логутов Николай Львович (KZ)**

(33) **KZ**

(96) **KZ2022/068 (KZ) 2022.11.30**

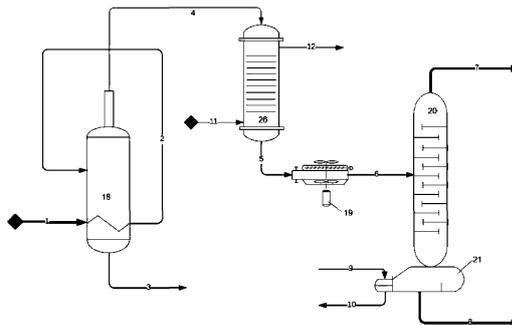
(74) Представитель:

(71) Заявитель:

Мухаметжанова Д.М. (KZ)

**ЕЛЯНЮШКИН ЕВГЕНИЙ
ПАВЛОВИЧ; ЛОГУТОВ НИКОЛАЙ
ЛЬВОВИЧ (KZ)**

(57) Изобретение относится к отрасли нефтедобычи и нефтепереработки, точнее к способу переработки углеводородного сырья, в частности легкой или тяжелой нефти, конденсата, легкого мазута с получением прямогонных частично очищенных светлых нефтепродуктов. Задачей и техническим результатом является реализация в одном блоке нескольких задач - это получение прямогонных нефтепродуктов, предварительная очистка светлых нефтепродуктов, получение товарных продуктов, таких как печное топливо, судовое топливо и топочные мазуты различных марок при необходимости. Заявленный технический результат достигается тем, что предложены несколько вариантов блока фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов. Согласно первому варианту блок фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов состоит из сепаратора (С1), к трубной части которого подведена труба сырьевой нагретой нефти (1) с возможностью направить тепло сырьевой нефти к змеевику кубовой части сепаратора (С1), сепаратор (С1) имеет трубу для направления более охлажденного потока (2) сырьевой нефти во входящее устройство сепаратора (С1) с возможностью за счет скорости потока и центробежной силы разделить жидкую и газовую фазы потока (2) сырьевой нефти, причем сепаратор (С1) выполнен с возможностью нагрева и слива жидкой фазы (мазут) через кубовую часть посредством трубопровода слива жидкой фазы (3), сепаратора (С1) оснащен устройством, которое выполнено с возможностью задерживать более тяжелые испарившиеся углеводороды и сливать их по стенкам сепаратора в кубовую часть, сепаратор через трубопровод газовой фазы (4) соединен с реактором (Р1) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей, который через трубопровод для очищенных светлых нефтепродуктов (5) соединен с аппаратом воздушного охлаждения (АВО1), аппарат воздушного охлаждения (АВО1) через трубопровод для охлажденных очищенных светлых нефтепродуктов (6) соединен с сепарационной колонной (1СК) с возможностью разделить керосиногазойлевую фракцию (КГФ) и нефть и направить керосиногазойлевую фракцию (КГФ) в качестве нижнего продукта (8) через ребойлер и нефть в качестве верхнего продукта (7).



A1

202293494

202293494

A1

Блок фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов (варианты)

Заявленное решение относится к отрасли нефтедобычи и нефтепереработки, точнее к способу переработки углеводородного сырья, в частности легкой или тяжелой нефти, конденсата, легкого мазута с получением прямогонных частично очищенных светлых нефтепродуктов.

Область техники.

Известна атмосферная перегонка (АП) нефти. Источник - С.А. Ахметов «Лекции по технологии глубокой переработки нефти в моторные топлива», Санкт-Петербург, Недра, стр.104-105, 2007. Данный блок АП нефти установки - ЭЛОУ-АВТ-6. При выборе технологической схемы и режима АП нефти руководствуются гл. обр. ее фракционный состав, и прежде всего содержанием в ней газов и бензиновых фракций. Перегонку стабилизированных нефтей постоянного состава с небольшим кол-вом растворенных газов (до 1,2 % по С4 включительно), относительно невысоким содержанием бензина (12...15 %) и выходом фракций до 350 °С не более 45 % энергетически наиболее выгодно осуществлять на установках (блоках) АТ (атмосферных трубчатых) по схеме с однократным испарением, т. е. с одной сложной РК (ректификационная колонна) с боковыми отпарными секциями. Установки такого типа широко применяются на зарубежных НПЗ. Они просты и компактны, благодаря осуществлению совместного испарения легкая и тяжелая фракций требуют min t нагрева нефти для обеспечения заданной доли отгона, характеризуются низкими энергетическими затратами и металлоемкостью. Основным их недостаток — меньшая технологическая гибкость и пониженный (на 2,5...3,0 %) отбор светлых нефтепродуктов, кроме того, по ср. с 2-колонной схемой, они требуют более качественной подготовки нефти. Для перегонки легких нефтей с высоким содержанием растворимых газов (1,5... 2,2 %) и бензиновых фракций (до 20...30 %) и фракций до 350 °С (50...60 %) целесообразно применять АП двухкратного испарения, т. е. установки с предварительной отбензинивающей колонной и сложной РК (ректификационная колонна) с боковыми отпарными секциями для разделения частично отбензиненной нефти на топливные фракции и мазут. 2-колонные установки АП нефти получили в отечественной нефтепереработке наибольшее распространение. Они обладают достаточной технологической гибкостью, универсальностью и способностью перерабатывать нефти различного фракционного состава, т. к. первая колонна, в край отбирается 50...60 % бензина от потенциала, выполняет функции стабилизатора, сглаживает колебания в ФС

нефти и обеспечивает стабильную работу основных РК (ректификационная колонна). Применение отбензинивающей колонны позволяет также снизить давление на сырьевом насосе, предохранить частично сложную колонну от коррозии, разгрузить печь от легких фракций, тем самым несколько уменьшить ее требуемую тепловую мощность. Недостатками 2-колонной АТ (атмосферных трубчатых) является более высокая t нагрева отбензиненной нефти, необходимость поддержания t низа первой колонны горячей струей, на что требуются затраты доп. энергии. Кроме того, установка оборудована доп. аппаратурой: колонной, насосами, конденсаторами-холодильниками и т. д.

Минусы атмосферной перегонки нефти:

- Высокая чувствительность по входящему сырью;
- Большая металлоемкость, что сказывается на высоких капитальных затратах;
- Большая энергоемкость, что сказывается на высоких эксплуатационных затратах;
- Выход на штатный режим занимает большое кол-во времени;
- Отсутствие на стадии фракционирования нефти очистки от серы, смолы, влаги, металлов и прочих примесей...

Известна циклонная технология переработки углеводородного сырья (WR технология). Источник - <https://nppetn.ru/ru/produktsiya/3-wr-tekhnologiya.html>, 9 июн. 2017 г. Данная технология и способ **перегонки углеводородного сырья**, основывается на однократном испарении и поэтапном охлаждении на каждой ступени перегонки. ***Разделение на паровую и жидкую фазу на всех ступенях перегонки проводят в циклонных испарителях-сепараторах***, конструкция которых обеспечивает разделение паровой и жидкой фазы в процессе вихревого движения, и ограничивает выход паров тяжелых фракций вместе с парами легких фракций на следующую ступень перегонки. Таким образом, реализованный подход базируется на газодинамическом решении задачи разделения углеводородов на фракции. Установка позволяет перерабатывать на одной и той же технологической установке по WR технологии лёгкие и тяжёлые виды нефти, газовые конденсаты и смеси углеводородного сырья.

Минусы WR технологии заключается в следующем.

- Отсутствие селективности в процессе разделения;
- Отсутствие процесса стабилизации конечной продукции в процессе разделения, например керосиновой или дизельной фракции;
- Отсутствие на стадии фракционирования нефти очистки от серы, смолы, влаги, металлов и прочих примесей...

Атмосферная перегонка нефти «перегонка нефти в атмосферной колонне» является устаревшим процессом, который очень сильно зависит от стабильности сырья, а также является очень энергоёмким и металлоёмким процессом, поскольку в данной технологии задействовано большое кол-во оборудования. Процессы очистки от серы, металлов, примесей, парафинов осуществляется во вторичных процессах.

Из документа ЕА 010729В1, 30.10.2008, известен способ перегонки углеводородного сырья, включающий несколько ступеней перегонки, в котором сырье подогревают до нижнего предела температуры кипения первой фракции, образовавшуюся парожидкостную смесь подают на ступени перегонки, в каждой из которых парожидкостную смесь разделяют на паровую и жидкую фазы, отводят жидкую фракцию как целевой продукт, а паровую фазу охлаждают до нижнего предела температуры кипения следующей фракции, отличающийся тем, что разделение на паровую и жидкую фазу на всех ступенях перегонки проводят в циклонных испарителях с цилиндрической вертикальной стенкой, при этом осуществляют подогрев вертикальной стенки каждого циклонного испарителя. Также из данного документа известна установка для перегонки углеводородного сырья, содержащая линию подвода сырья и линии отвода целевых продуктов, последовательно установленные на линии подвода сырья теплообменники, насос и печь для подогрева сырья, а также последовательно соединенные трубопроводами по меньшей мере одну или несколько ступеней перегонки сырья, каждая из которых включает последовательно соединенные трубопроводами испаритель и охладитель, причем испаритель каждой ступени сообщен трубопроводом с соответствующим теплообменником, отличающаяся тем, что она дополнительно содержит промежуточные емкости-накопители для целевых продуктов, установленные на линиях отвода целевых продуктов после теплообменников, а испаритель выполнен в виде теплоизолированного от внешней среды циклонного испарителя с подогреваемой, например, электронагревателями вертикальной цилиндрической стенкой.

Недостатком вышеуказанных аналогов в целом является ограничение по пропускной способности используемого технологического блока. В основном применимо для заводов с производительностью по сырью не более 500 тыс./год. Для применения в качестве технологии для больших заводов необходимо делать 2 или более линий.

Методы решения проблем аналогов и прототипа

Атмосферная классическая перегонка нефти является стабильным процессом, который зарекомендовал себя уже на протяжении многих лет, поскольку процесс разделения осуществляется за счет массообменных процессов, происходящих в

атмосферной тарельчатой или насадочной колонне, наряду с процессами испарения и орошения. То есть разделение на фракции реализуется на разных ступенях атмосферной колонны, затем данные фракции попадают в отпарные колонны, где достигается селективность разделения и тем самым получают качественные прямогонные продукты при условии, что входящее сырье будет стабильным и однородным.

WR технология основана на образовании вихря в процессе входа в циклонный аппарат сырья. Следовательно, по причине образования вихря газовой фазы, происходящем в циклонном аппарате с поэтапным испарением и охлаждением, осуществляется разделение газовой и жидкой фаз. Конструкция циклонных аппаратов обеспечивает разделение паровой и жидкой фазы в процессе вихревого движения. Таким образом, реализованный подход базируется на газодинамическом решении задачи разделения углеводородов на фракции с получением прямогонных нефтепродуктов. Следует отметить, что данный процесс также не чувствителен к входящему сырью.

Предложенная технология решает все проблемы, вышеупомянутых аналогов и к тому же еще и осуществляет предварительную очистку полученных прямогонных нефтепродуктов, которые уже в меньшей степени усложняют вторичные процессы переработки светлых нефтепродуктов, так как были предварительно очищены от критически важных примесей. Дополнительно данный процесс может быть настроен на получение других необходимых продуктов (печное топливо, судовое топливо) уже на стадии фракционирования нефти, которые имеют более низкие требования к содержанию серы и прочих параметров. Также следует отметить, что капитальные затраты существенно снижены по сравнению с атмосферной перегонкой нефти и отсутствует чувствительность по входящему сырью.

Задача и техническим результатом является реализация в одном блоке нескольких задач – это получение прямогонных нефтепродуктов, предварительная очистка светлых нефтепродуктов, получение товарных продуктов, таких как печное топливо, судовое топливо и топочные мазуты различных марок при необходимости.

Заявленный технический результат достигается тем, что предложены несколько вариантов **блока** фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов. Согласно первому варианту **блока** фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов состоит из сепаратора (С1) к трубной части которой подведена труба сырьевой нагретой нефти (1) с возможностью направить тепло сырьевой нефти к змеевику кубовой части

сепаратора (С1), сепаратор (С1) имеет трубу для направления более охлажденного потока (2) сырьевой нефти в во входящее устройство сепаратора (С1) с возможностью за счет скорости потока и центробежной силы разделить жидкую и газовую фазы потока (2) сырьевой нефти, причем сепаратора (С1) выполнен с возможностью нагрева и слива жидкой фазы (мазут) через кубовую часть посредством трубопровод слива жидкой фазы (3), сепаратора (С1) оснащен устройством которое выполнено с возможностью задерживать более тяжелые испарившееся углеводороды, и сливать их по стенкам сепаратора в кубовую часть, сепаратор через трубопровод газовой фазы (4) соединен с реактором (Р1) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей, который через трубопровод для очищенных светлых нефтепродуктов (5) соединен с аппаратом воздушного охлаждения (АВО1), аппарат воздушного охлаждения (АВО1) через трубопровод для охлажденных очищенных светлых нефтепродуктов (6) соединен с сепарационной колонной (1СК), с возможностью разделить керосиногазойлевой фракции (КГФ) и нефти и направить керосиногазойлевую фракцию (КГФ) в качестве нижнего продукта (8) через ребойлер и нефти в качестве верхнего продукта (7).

Согласно одному из первого варианта блока фракционирования нефти, в нем предусмотрены теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях потока керосиногазойлевой фракции (КГФ) (8) и нефти (7).

Согласно одному из первого варианта блока фракционирования нефти, для регенерации катализатора к реактору подведен трубопровод для азота (11) с целью удаления кокса из пор катализатора посредством трубопровода для выхода продукта регенерации (12).

Согласно одному из первого варианта блока фракционирования нефти, к ребойлеру подведены трубопроводы подвода и отвода горячего теплоносителя (9, 10) для поддержания температурного режима.

Сырьевая, нагретая нефть (1) поступает в трубную часть сепаратора (С1) для передачи тепла кубовой части, далее более охлажденный поток (2) поступает во входящее устройство сепаратора (С1), где за счет скорости потока и центробежной силы происходит разделение жидкой и газовой фаз. Жидкая фаза (мазут) попадает в кубовую часть, где нагревается и сливается в качестве нижнего продукта (3). Газовая фаза, представляет смесь светлых нефтепродуктов (4) проходит через специальное устройства, которые задерживают более тяжелые испарившееся углеводороды, которые в свою очередь сливаются по стенкам сепаратора в кубовую часть. Газовая фаза (4) направляется в реактор для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей и далее проходя через охладитель (АВО1) поступает в (5, 6) сепарационную колонну (1СК), где также

происходит разделение керосиногазойлевой фракции (КГФ) и нефти. КГФ выходит в качестве нижнего продукта ребойлера (8). Нафта выходит в качестве верхнего продукта (7).

Потоки 7 и 8 проходят далее через теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях. Для регенерации катализатора в реакторах применяется азот (11, 12) с целью удаления кокса из пор катализатора. Для поддержания температурного режима в ребойлерах подается горячий теплоноситель (9, 10, 13, 14).

Согласно второму варианту **блока** фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов состоит из сепаратора (С1) к трубной части которой подведена труба сырьевой нагретой нефти (1) с возможностью направить тепло сырьевой нефти к змеевику кубовой части сепаратора (С1), сепаратор (С1) имеет трубу для направления более охлажденного потока (2) сырьевой нефти в во входящее устройство сепаратора (С1) с возможностью за счет скорости потока и центробежной силы разделить жидкую и газовую фазы потока (2) сырьевой нефти, причем сепаратора (С1) выполнен с возможностью нагрева и слива жидкой фазы (мазут) через кубовую часть посредством трубопровод слива жидкой фазы (3), сепаратора (С1) оснащен устройством которое выполнено с возможностью задерживать более тяжелые испарившиеся углеводороды, и сливать их по стенкам сепаратора в кубовую часть, сепаратор через трубопровод газовой фазы (4) соединен с реактором (Р1) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей, который через трубопровод для очищенных светлых нефтепродуктов (5) соединен с аппаратом воздушного охлаждения (АВО1), аппарат воздушного охлаждения (АВО1) через трубопровод для охлажденных очищенных светлых нефтепродуктов (6) соединен с сепарационной колонной (1СК), с возможностью разделить газойлевой (дизельной) фракции (ГФ) и керосино-бензиновой фракции (КБФ) и направить газойлевую (дизельную) фракцию (ГФ) в качестве нижнего продукта (8) через ребойлер и керосино-бензиновую фракцию (КБФ) в качестве верхнего продукта (7), трубопровод для керосино-бензиновой фракции (КБФ) соединен с аппаратом воздушного охлаждения, аппарат воздушного охлаждения (АВО2) через трубопровод для охлажденной керосино-бензиновой фракции (КБФ) (15) соединен с сепарационной колонной (2СК), с возможностью разделить керосиновой фракции и нефти и направить керосиновой фракции в качестве нижнего продукта (17) через ребойлер и нафты в качестве верхнего продукта (16).

Согласно одному из второго варианта блока фракционирования нефти, в нем предусмотрены теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в

промежуточных емкостях потоки газойлевой (дизельной) фракции (ГФ), керосиновой фракции (17) и нефти (16).

Согласно одному из второго варианта блока фракционирования нефти, для регенерации катализатора к реактору подведен трубопровод для азота (11) с целью удаления кокса из пор катализатора посредством трубопровода для выхода продукта регенерации (12).

Блок фракционирования нефти по п.1 отличающийся тем, что к ребойлерам подведены трубопроводы подвода и отвода горячего теплоносителя (9, 10, 13, 14) для поддержания температурного режима.

Сырьевая, нагретая нефть (1) поступает в трубную часть сепаратора (С1) для передачи тепла кубовой части, далее более охлажденный поток (2) поступает во входящее устройство сепаратора (С1), где за счет скорости потока и центробежной силы происходит разделение жидкой и газовой фаз. Жидкая фаза (мазут) попадает в кубовую часть, где нагревается и сливается в качестве нижнего продукта (3). Газовая фаза, представляет смесь светлых нефтепродуктов (4) проходит через специальное устройство, которые задерживают более тяжелые испарившиеся углеводороды, которые в свою очередь сливаются по стенкам сепаратора в кубовую часть. Газовая фаза (4) направляется в реактор (Р1) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей и далее проходя через охладитель (АВО1) поступает в (5, 6) сепарационную колонну (1СК), где также происходит разделение газойлевой (дизельной) фракции (ГФ) и керосино-бензиновой фракции (КБФ). ГФ выходит в качестве нижнего продукта (8). КБФ выходит в качестве верхнего продукта, (7). КБФ проходит через охладитель (АВО2) и затем направляется в сепарационную колонну (СК2) для разделения керосиновой фракции и нефти. Нефть выходит в качестве верхнего продукта (16), керосиновая фракция выходит в качестве нижнего продукта (17).

Потоки 8, 16 и 17 проходят далее через теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях. Для регенерации катализатора в реакторах применяется азот (11, 12) с целью удаления кокса из пор катализатора. Для поддержания температурного режима в ребойлерах подается горячий теплоноситель (9, 10, 13, 14).

Заявленное решение поясняется следующими чертежами.

Фиг.1 – Принципиальная схема первого варианта **блока** фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов.

Фиг.2 – Принципиальная схема второго варианта **блока** фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов.

Условные обозначения принятые на фигурах чертежа.

- 1 - труба сырьевой нагретой нефти,
- 2 - труба для направления более охлажденного потока сырьевой нефти,
- 3- трубопровод слива жидкой фазы (мазут),
- 4 - трубопровод газовой фазы,
- 5 - трубопровод для очищенных светлых нефтепродуктов,
- 6 - трубопровод для охлажденных очищенных светлых нефтепродуктов,
- 7 - нефтя в качестве верхнего продукта,
- 8 - керосиногазойлевая фракция (КГФ) в качестве нижнего продукта,
- 9 – трубопровод подвода горячего теплоносителя ребойлера,
- 10 - трубопровод отвода горячего теплоносителя ребойлера,
- 11 - трубопровод для азота (11),
- 12 - трубопровод для выхода продукта регенерации,
- 13 - трубопровод подвода горячего теплоносителя второго ребойлера,
- 14 - трубопровод подвод отвода горячего теплоносителя второго ребойлера,
- 15 - трубопровод для охлажденной керосино-бензиновой фракции (КБФ),
- 16 - нефтя в качестве верхнего продукта,
- 17 - керосиновая фракция в качестве нижнего продукта,
- 18 - сепаратор,
- 19 - первый аппарат воздушного охлаждения,
- 20 - сепарационная колонна,
- 21- ребойлер,
- 22 - первый ребойлер,
- 23 - второй аппарат воздушного охлаждения,
- 24 - 2СК - соединен с сепарационной колонной для керосино-бензиновой фракции (КБФ),
- 25 - второй ребойлер,
- 26 – Реактор,
- 27 - газойлева (дизельная) фракция (ГФ) в качестве нижнего продукта,
- 28 - керосино-бензиновая фракция (КБФ) в качестве верхнего продукта,
- 29 - трубопровод подвода горячего теплоносителя первого ребойлера,
- 30 - трубопровод отвода горячего теплоносителя первого ребойлера.

Далее заявленные варианты блока фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов описаны согласно чертежам. Согласно фиг.1 первому варианту блока фракционирования нефти с

применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов состоит из сепаратора (18) к трубной части которой подведена труба сырьевой нагретой нефти (1) с возможностью направить тепло сырьевой нефти к змеевику кубовой части сепаратора (С1), сепаратор (18) имеет трубу для направления более охлажденного потока (2) сырьевой нефти в во входящее устройство сепаратора (18) с возможностью за счет скорости потока и центробежной силы разделить жидкую и газовую фазы потока (2) сырьевой нефти, причем сепаратор (18) выполнен с возможностью нагрева и слива жидкой фазы (мазут) через кубовую часть посредством трубопровода слива жидкой фазы (3), сепаратора (18) оснащен устройством которое выполнено с возможностью задерживать более тяжелые испарившиеся углеводороды, и сливать их по стенкам сепаратора в кубовую часть, сепаратор через трубопровод газовой фазы (4) соединен с реактором (26) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей, который через трубопровод для очищенных светлых нефтепродуктов (5) соединен с аппаратом воздушного охлаждения (19), аппарат воздушного охлаждения (19) через трубопровод для охлажденных очищенных светлых нефтепродуктов (6) соединен с сепарационной колонной (20), с возможностью разделить керосиногазойлевой фракции (КГФ) и нефти и направить керосиногазойлевую фракцию (КГФ) в качестве нижнего продукта (8) через ребойлер (21) и нефти в качестве верхнего продукта (7).

Согласно одному из первого варианта блока фракционирования нефти, в нем предусмотрены теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях потоки керосиногазойлевой фракции (КГФ) (8) и нефти (7).

Согласно одному из первого варианта блока фракционирования нефти, для регенерации катализатора к реактору подведен трубопровод для азота (11) с целью удаления кокса из пор катализатора посредством трубопровода для выхода продукта регенерации (12).

Согласно одному из первого варианта блока фракционирования нефти, к ребойлеру подведены трубопроводы подвода и отвода горячего теплоносителя (9, 10) для поддержания температурного режима.

Сырьевая, нагретая нефть (1) поступает в трубную часть сепаратора (18) для передачи тепла кубовой части, далее более охлажденный поток (2) поступает во входящее устройство сепаратора (18), где за счет скорости потока и центробежной силы происходит разделение жидкой и газовой фаз. Жидкая фаза (мазут) попадает в кубовую часть, где нагревается и сливается в качестве нижнего продукта (3). Газовая фаза, представляет смесь светлых нефтепродуктов (4) проходит через специальное устройство, которые задерживают более тяжелые испарившиеся углеводороды, которые в свою очередь сливаются по стенкам

сепаратора в кубовую часть. Газовая фаза (4) направляется в реактор для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей и далее проходя через охладитель (19) поступает в (5, 6) сепарационную колонну (20), где также происходит разделение керосиногазойлевой фракции (КГФ) и нефти. КГФ выходит в качестве нижнего продукта ребойлера (8). Нафта выходит в качестве верхнего продукта (7).

Потоки 7 и 8 проходят далее через теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях. Для регенерации катализатора в реакторах применяется азот (11, 12) с целью удаления кокса из пор катализатора. Для поддержания температурного режима в ребойлерах подается горячий теплоноситель (9, 10).

Согласно фиг.2 второму варианту блока фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов состоит из сепаратора (18) к трубной части которой подведена труба сырьевой нагретой нефти (1) с возможностью направить тепло сырьевой нефти к змеевику кубовой части сепаратора (18), сепаратор (18) имеет трубу для направления более охлажденного потока (2) сырьевой нефти в во входящее устройство сепаратора (18) с возможностью за счет скорости потока и центробежной силы разделить жидкую и газовую фазы потока (2) сырьевой нефти, причем сепаратора (18) выполнен с возможностью нагрева и слива жидкой фазы (мазут) через кубовую часть посредством трубопровода слива жидкой фазы (3), сепаратора (18) оснащен устройством которое выполнено с возможностью задерживать более тяжелые испарившееся углеводороды, и сливать их по стенкам сепаратора в кубовую часть, сепаратор через трубопровод газовой фазы (4) соединен с реактором (26) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей, который через трубопровод для очищенных светлых нефтепродуктов (5) соединен с аппаратом воздушного охлаждения (19), аппарат воздушного охлаждения (19) через трубопровод для охлажденных очищенных светлых нефтепродуктов (6) соединен с сепарационной колонной (20), с возможностью разделить газойлевой (дизельной) фракции (ГФ) и керосино-бензиновой фракции (КБФ) и направить газойлевую (дизельную) фракцию (ГФ) в качестве нижнего продукта (27) через первый ребойлер (22) и керосино-бензиновую фракцию (КБФ) в качестве верхнего продукта (28), трубопровод для керосино-бензиновой фракции (КБФ) соединен с аппаратом воздушного охлаждения, аппарат воздушного охлаждения (23) через трубопровод для охлажденной керосино-бензиновой фракции (КБФ) (15) соединен с сепарационной колонной (24), с возможностью разделить керосиновой фракции и нефти и направить керосиновой фракции в качестве нижнего продукта (17) через второй ребойлер (25) и нефти в качестве верхнего продукта (16).

Согласно одному из второго варианта блока фракционирования нефти, в нем предусмотрены теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях потоки газойлевой (дизельной) фракции (ГФ), керосиновой фракции (17) и нефти (16).

Согласно одному из второго варианта блока фракционирования нефти, для регенерации катализатора к реактору подведен трубопровод для азота (11) с целью удаления кокса из пор катализатора посредством трубопровода для выхода продукта регенерации (12).

Согласно одному из второго варианта блока фракционирования нефти, к первому ребойлеру (22) подведены трубопроводы подвода и отвода горячего теплоносителя (29, 30), к второму ребойлеру (25) подведены трубопроводы подвода и отвода горячего теплоносителя (13, 14) для поддержания температурного режима.

Согласно второму варианту исполнения, сырьевая, нагретая нефть (1) поступает в трубную часть сепаратора (18) для передачи тепла кубовой части, далее более охлажденный поток (2) поступает во входящее устройство сепаратора (18), где за счет скорости потока и центробежной силы происходит разделение жидкой и газовой фаз. Жидкая фаза (мазут) попадает в кубовую часть, где нагревается и сливается в качестве нижнего продукта (3). Газовая фаза, представляет смесь светлых нефтепродуктов (4) проходит через специальное устройство, которые задерживают более тяжелые испарившееся углеводороды, которые в свою очередь сливаются по стенкам сепаратора в кубовую часть. Газовая фаза (4) направляется в реактор (26) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей и далее проходя через охладитель (19) поступает в (5, 6) сепарационную колонну (20), где также происходит разделение газойлевой (дизельной) фракции (ГФ) и керосино-бензиновой фракции (КБФ). ГФ выходит в качестве нижнего продукта (27). КБФ выходит в качестве верхнего продукта, (28). КБФ проходит через охладитель (23) и затем направляется в сепарационную колонну (24) для разделения керосиновой фракции и нефти. Нафта выходи в качестве верхнего продукта (16), керосиновая фракция выходит в качестве нижнего продукта (17).

Потоки 27, 16 и 17 проходят далее через теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях. Для регенерации катализатора в реакторах применяется азот (11, 12) с целью удаления кокса из пор катализатора. Для поддержания температурного режима в ребойлерах подается горячий теплоноситель (29, 30, 13, 14).

Перспективы применения изобретения

Предложенная технология имеет большие перспективы по применению в качестве основного процесса фракционного разделения для более нефтеперегонных заводов производительностью одной линии не более 500 тыс. тонн/год, поскольку реализовывается не только фракционирование, а также и предварительная очистка от вредных веществ, которые очень сильно усложняют вторичные каталитические процессы. И в заключении также важнейшим показателем является меньшая стоимость данной технологии по сравнению с аналогами.

Результаты полученные в применении изобретения по вариантам.

Вариант 1.

В результате были получены следующие продукты:

1. Прямогонная нефтя (фракция +35...+195 °С) с содержанием серы 0.083 % масс что на 30% меньше, чем в прямогонной нефти полученной без применения предварительной очистки с содержанием серы 0,125 % масс. Также следует отметить отсутствие влаги в процессе отстаивания в резервуаре.
2. Прямогонная КГФ (+105...+365 °С) с содержанием серы 0.173 % масс, смолы 1.2 % масс, Т застывания: минус -12 °С, помутнение: минус -5 °С, фильтруемость: минус 6,2 °С. Все показатели улучшились на 25 – 35% в сравнении с прямогонной КГФ без применения очистки.

Примечание: реактор работал 32 часа и активность катализатора постепенно начала снижаться после 18 часов работы

Вариант 2.

В результате были получены следующие продукты:

1. Прямогонная нефтя (фракция +35...+195 °С) с содержанием серы 0.087 % масс что примерно на 30% меньше, чем в прямогонной нефти полученной без применения предварительной очистки с содержанием серы 0,127 % масс. Показатель октанового числа увеличился с 55 до 70.
2. Прямогонный керосин (+89...+270 °С) с содержанием серы 0.145 % масс, смолы 1.08 % масс, Все показатели улучшились на 30–35% в сравнении с прямогонной КФ без применения очистки.
3. Прямогонная ГФ (+140...+365 °С) с содержанием серы 0.169 % масс, смолы 1.22 % масс, Т застывания: минус -11 °С, помутнение: минус -4,8 °С,

фильтруемость: минус 5,9 °С. Все показатели улучшились на 25–30% в сравнении с прямогонной КГФ без применения очистки.

Примечание: реактор работал 32 часа и активность катализатора постепенно начала снижаться после 16 часов работы.

В заключении следует отметить, что показатели светлых нефтепродуктов улучшились в среднем на 27%, что является отличным результатом, учитывая, что продукты были получены на первой стадии перегонки нефти.

Отдельно стоит отметить увеличение октанового числа нефти на 15 единиц, отсутствие свободной влаги и кристально прозрачный цвет. Но самое главное — это снижение показателя серы на 30%.

По керосино-газойлевой фракции стоит отметить, что низкотемпературные показатели уже находились в норме для летних видов топлив. Но самый главный показатель это сера был снижен на 27%.

На основании всего указанного выше, данная технология является довольно выгодной и прибыльной, так как ее стоимость ниже чем классическая атмосферная перегонка и равная по стоимости вихревой ректификации, но колоссальными преимуществами.

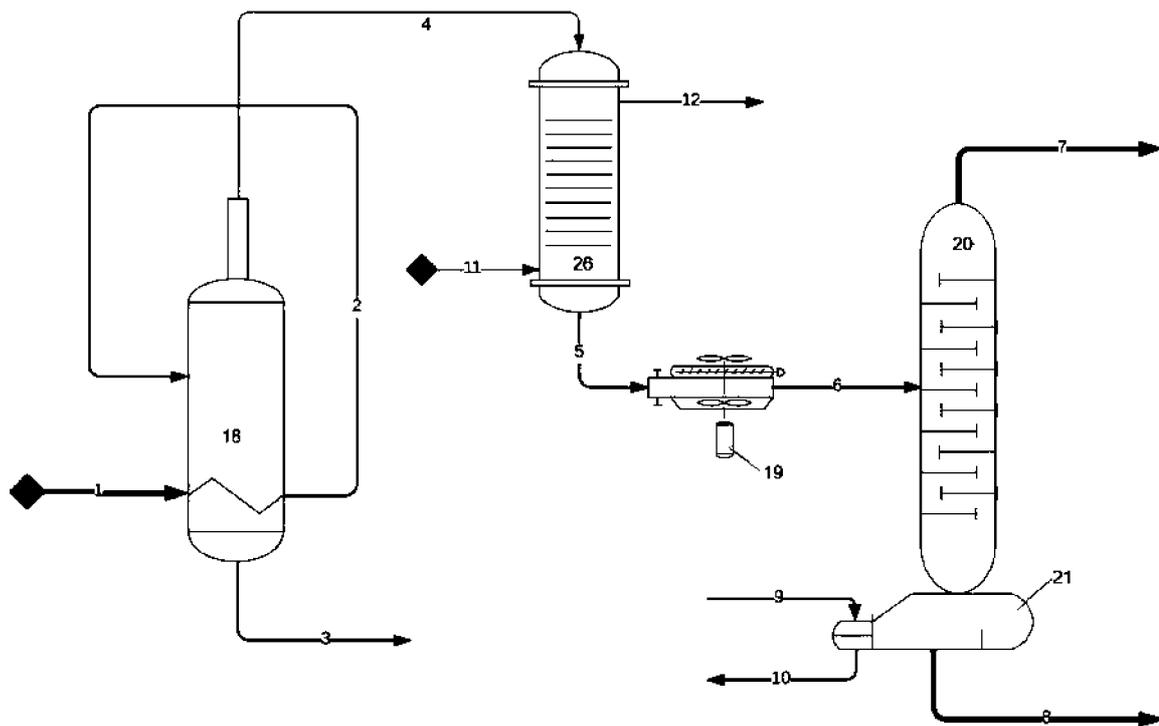
ФОРМУЛА

1. Блок фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов состоит из сепаратора (18) к трубной части которой подведена труба сырьевой нагретой нефти (1) с возможностью направить тепло сырьевой нефти к змеевику кубовой части сепаратора (С1), сепаратор (18) имеет трубу для направления более охлажденного потока (2) сырьевой нефти в во входящее устройство сепаратора (18) с возможностью за счет скорости потока и центробежной силы разделить жидкую и газовую фазы потока (2) сырьевой нефти, причем сепаратора (18) выполнен с возможностью нагрева и слива жидкой фазы (мазут) через кубовую часть посредством трубопровода слива жидкой фазы (3), сепаратора (18) оснащен устройством которое выполнено с возможностью задерживать более тяжелые испарившееся углеводороды, и сливать их по стенкам сепаратора в кубовую часть, сепаратор через трубопровод газовой фазы (4) соединен с реактором (26) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей, который через трубопровод для очищенных светлых нефтепродуктов (5) соединен с аппаратом воздушного охлаждения (19), аппарат воздушного охлаждения (19) через трубопровод для охлажденных очищенных светлых нефтепродуктов (6) соединен с сепарационной колонной (20), с возможностью разделить керосиногазойлевой фракции (КГФ) и нефти и направить керосиногазойлевую фракцию (КГФ) в качестве нижнего продукта (8) через ребойлер (21) и нефти в качестве верхнего продукта (7).
2. Блок фракционирования нефти по п.1 отличающийся тем, что блока фракционирования нефти, в нем предусмотрены теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях потоки керосиногазойлевой фракции (КГФ) (8) и нефти (7).
3. Блок фракционирования нефти по п.1 отличающийся тем, что блока фракционирования нефти, для регенерации катализатора к реактору подведен трубопровод для азота (11) с целью удаления кокса из пор катализатора посредством трубопровода для выхода продукта регенерации (12).
4. Блок фракционирования нефти по п.1 отличающийся тем, что блока фракционирования нефти, к ребойлеру подведены трубопроводы подвода и отвода горячего теплоносителя (9, 10) для поддержания температурного режима.
5. Блок фракционирования нефти с применением стабилизационной сепарации и очистки светлых нефтепродуктов состоит из сепаратора (18) к трубной части которой

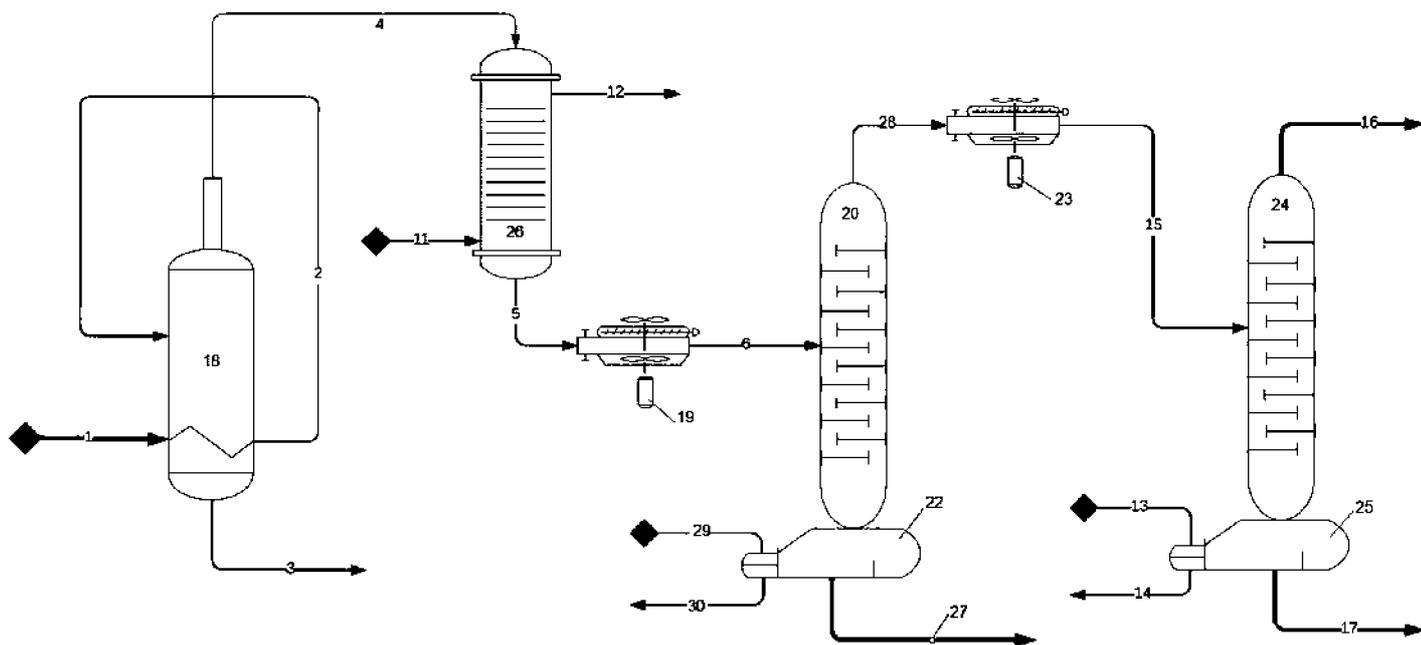
подведена труба сырьевой нагретой нефти (1) с возможностью направить тепло сырьевой нефти к змеевику кубовой части сепаратора (18), сепаратор (18) имеет трубу для направления более охлажденного потока (2) сырьевой нефти в во входящее устройство сепаратора (18) с возможностью за счет скорости потока и центробежной силы разделить жидкую и газовую фазы потока (2) сырьевой нефти, причем сепаратора (18) выполнен с возможностью нагрева и слива жидкой фазы (мазут) через кубовую часть посредством трубопровода слива жидкой фазы (3), сепаратора (18) оснащен устройством которое выполнено с возможностью задерживать более тяжелые испарившиеся углеводороды, и сливать их по стенкам сепаратора в кубовую часть, сепаратор через трубопровод газовой фазы (4) соединен с реактором (26) для очистки от серы, металлосодержащих соединений, смол, парафинов и прочих примесей, который через трубопровод для очищенных светлых нефтепродуктов (5) соединен с аппаратом воздушного охлаждения (19), аппарат воздушного охлаждения (19) через трубопровод для охлажденных очищенных светлых нефтепродуктов (6) соединен с сепарационной колонной (20), с возможностью разделить газойлевой (дизельной) фракции (ГФ) и керосино-бензиновой фракции (КБФ) и направить газойлевую (дизельную) фракцию (ГФ) в качестве нижнего продукта (27) через первый ребойлер (22) и керосино-бензиновую фракцию (КБФ) в качестве верхнего продукта (28), трубопровод для керосино-бензиновой фракции (КБФ) соединен с аппаратом воздушного охлаждения, аппарат воздушного охлаждения (23) через трубопровод для охлажденной керосино-бензиновой фракции (КБФ) (15) соединен с сепарационной колонной (24), с возможностью разделить керосиновой фракции и нефти и направить керосиновой фракции в качестве нижнего продукта (17) через второй ребойлер (25) и нефти в качестве верхнего продукта (16).

6. Блок фракционирования нефти по п.5 отличающийся тем, что в нем предусмотрены теплообменные аппараты с целью охлаждения и складирования в промежуточных емкостях потоки газойлевой (дизельной) фракции (ГФ), керосиновой фракции (17) и нефти (16).
7. Блок фракционирования нефти по п.5 отличающийся тем, что для регенерации катализатора к реактору подведен трубопровод для азота (11) с целью удаления кокса из пор катализатора посредством трубопровода для выхода продукта регенерации (12).
8. Блок фракционирования нефти по п.5 отличающийся тем, что к первому ребойлеру (22) подведены трубопроводы подвода и отвода горячего теплоносителя (29, 30), к

второму ребойлеру (25) подведены трубопроводы подвода и отвода горячего теплоносителя (13, 14) для поддержания температурного режима.



Фиг.1



Фиг.2

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ

(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202293494**А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:**

МПК:

C10G 7/00 (2006.01)
B01D 3/14 (2006.01)

СПК:

C10G 7/00
B01D 3/14**Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:**

C10G, B01D

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если возможно, используемые поисковые термины)
Espacenet, EAPATIS, Google, PatSearch, PATENTSCOPE**В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ**

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
X	RU 2425090 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ ПРОЕКТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ НХП (RU)) 2011-07-27 с. 6, строка 1 - с. 7, строка 9, фиг. 1	1, 2, 4
Y	с. 6, строка 1 - с. 7, строка 9, фиг. 1	5, 6, 8
A	весь документ	3, 7
A	RU 2409609 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ ПРОЕКТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ НХП (RU)) 2011-01-20 весь документ	1 - 8
A	RU 2372379 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ ПРОЕКТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ НХП) 2009-11-10 весь документ	1 - 8
A	EA 199800703 A1 (ТОО НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА 'ИКТ-СЕРВИС' и др.) 1999-12-29 весь документ	1 - 8
A	EP 1199347 B1 (SHIYODA CORPORATION) 2004-12-15 весь документ	1 - 8

 последующие документы указаны в продолжении графы

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

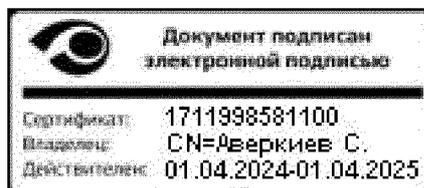
«X» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«Y» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: 02 апреля 2024 (02.04.2024)

Уполномоченное лицо:
Начальник Управления экспертизы

С.Е. Аверкиев