



Группа компаний
«ВОКЭНЕРГОМАШ»



ГУП «Институт
нефтехимпереработки
Республики Башкортостан»



Ассоциация инженеров-
технологов
нефти и газа
«Интегрированные
технологии»

Промысловая подготовка и переработка жирных углеводородных газов

ЮГОРСКИЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ – 2018

г. Ханты-Мансийск, ХМАО-Югра
10-11 апреля 2018 года

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Ханты-Мансийск 2018



- **Подготовка ПНГ с использованием физико-химических методов**
- **Каталитическая переработка ПНГ с получением СОГ и бензол-толуол-ксилольной фракции**
- **Сжижение ПНГ и ПГ с получением газомоторных топлив**
- **Получение из ПНГ топливных газов с высоким метановым числом**
- **Получение метанола на промышленных блочно-модульных установках**

В данной презентации рассмотрены технологии промышленной подготовки и переработки ПНГ как с применением технологий, основанных на физико-химических методах, так и на химических превращениях углеводородов газа.

ЗАДАЧИ УСТАНОВОК ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НИЗКОДАВНОГО УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ



Промысловая подготовка и переработка ПНГ в первую очередь имеет задачей подготовку топливных газов для энергообеспечения объектов добычи и подготовки скважинной продукции. Дополнительной задачей, обеспечивающей снижение потерь нефти, является отбензинивание ПНГ с возвратом на УПН фракции C5+ различной степени стабильности. При этом избыток топливного газа может быть направлен на производство электроэнергии и тепла для региональных потребителей.

Целесообразность монетизации ПНГ с получением товарных продуктов для местного рынка связана в основном с логистическими и маркетинговыми ограничениями. При этом возможно получение или газомоторных топлив или метанола для обеспечения газодобывающих предприятий.

Еще одним направлением переработки может быть получение сырья для дальнейшей нефтехимической переработки: ШФЛУ, этановой фракции, ароматических углеводородов или синтетических углеводородов.



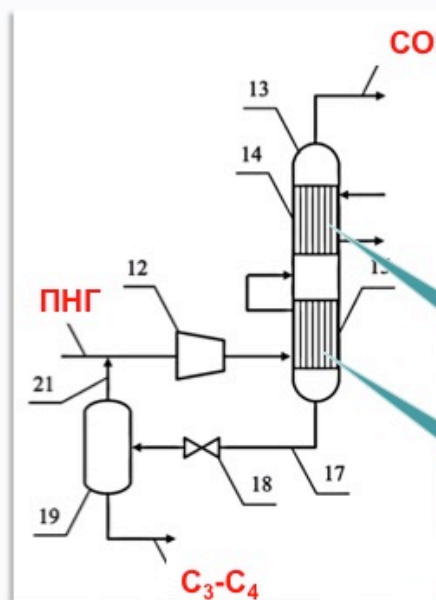
Подготовка ПНГ с использованием физико-химических методов

- *Компримирование с получением стабильных дистиллятов, мини-ГПЗ*
- *Осушка газов композитными адсорбентами*
- *Очистка газов от кислых компонентов:*
 - *Аминовая очистка от H_2S и CO_2*
 - *Очистка от H_2S хелатными комплексами Fe*
 - *Прямое окисление в среде углеводородного газа*
 - *Комбинированная двухступенчатая очистка от H_2S со степенью очистки $>99,5\%$*

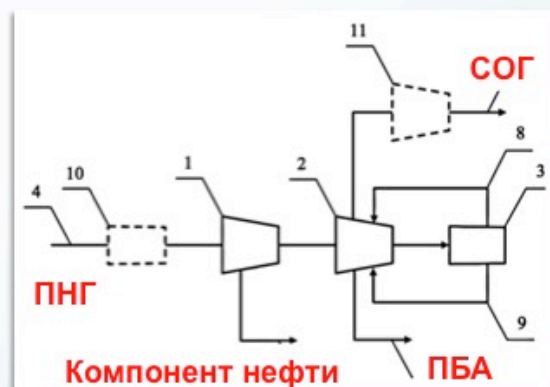
Традиционно используемые физико-химические технологии подготовки газа позволяют удалить из ПНГ нежелательные компоненты (пары воды, сероводород, иногда углекислый газ) и разделить на продукты, включающие, как правило, фракцию $C5+$, как компонент, подлежащий возврату в основной товарный поток нефти, пропан-бутановую фракцию нормативного качества (ПБА, ПБТ) в качестве товарного продукта и сухой отбензиненный газ для подачи в магистральные или региональные газопроводы. Новым, но пока недостаточно развитым направлением, является сжижение ПНГ с получением ПБА и СПГ в качестве газомоторных топлив.

КОМПРИМИРОВАНИЕ ПНГ С ПОЛУЧЕНИЕМ СТАБИЛЬНЫХ ДИСТИЛЛЯТОВ

Дефлегматорные блоки межступенчатого охлаждения



Мини-ГПЗ



Дефлегмация

Стабилизация
за счет тепла
компрессата

- Отбензинивание
- Выделение ПБТ/пропановой фракции
- Снижение капиталовложений на 40-50%

5

Компримирование осушенного и очищенного газа является основной технологической стадией при подготовке ПНГ. При этом замена традиционных блоков межступенчатого охлаждения компрессата на устройства дефлегматорного типа позволяет уже в ходе компримирования получать стабильные конденсаты, соответствующие требованиям нормативных документов. При этом и дефлегмацию газа за счет охлаждения теплоносителем и стабилизацию флегмы целесообразно осуществлять в пленочных аппаратах, например, кожухотрубчатого типа. Стабилизация флегмы осуществляется за счет тепла сжатого газа.

Разработка защищена патентами РФ: RU 2470213, 2509597, 2564255, 2571127, 2572894, 2573868, 2590267, 2578281, 2593571, 2593571, 2609171, 2626904, 2634897.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех"

Предложения: применение в нефтегазовой отрасли

Компрессорная станция в предложенном варианте фактически является мини-ГПЗ с капиталоемкостью, сниженной относительно традиционных решений в 2-2,5 раза. Стоимость мини-ГПЗ всего на 10-15% выше стоимость компрессорной станции соответствующей производительности.

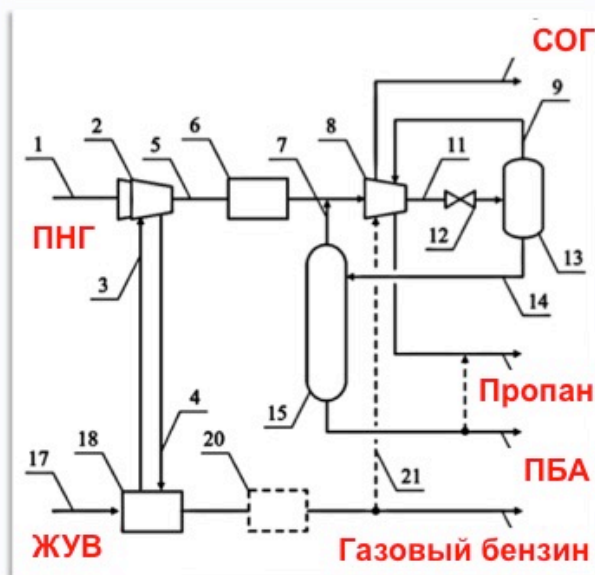
Разработка защищена патентами РФ: RU 2595652, 2609172, 2610627, 2611212.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех"

Предложения: Строительство мини-ГПЗ мощностью до 500 млн нм³/год

КОМПРИМИРОВАНИЕ ПНГ С ПОЛУЧЕНИЕМ СТАБИЛЬНЫХ ДИСТИЛЛЯТОВ

ГПЗ для региона Майский



- СОГ по СТО Газпром 089-2010
- Пропан-хладоагент по ТУ 0272-023-00151638-99
- ПБА по ГОСТ Р 52087-2003
- Газовый бензин по ТУ 0272-020-00148300-06

В 2015 году по запросу ТННЦ было выдано техническое предложение по ГПЗ для переработки ПНГ и жидких углеводородов (ЖУВ) региона Майский. Продукция: СОГ по СТО Газпром 089-2010, пропан-хладоагент по ТУ 0272-023-00151638-99, пропан-бутан технический по ГОСТ Р 52087-2003, газовый бензин по ТУ 0272-020-00148300-06.

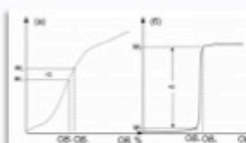
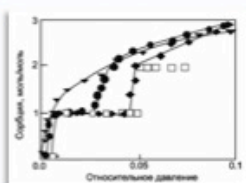
Разработка защищена патентами РФ: 2610078, 2626840.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа «Интех»



ОСУШКА ГАЗОВ КОМПОЗИТНЫМИ АДСОРБЕНТАМИ

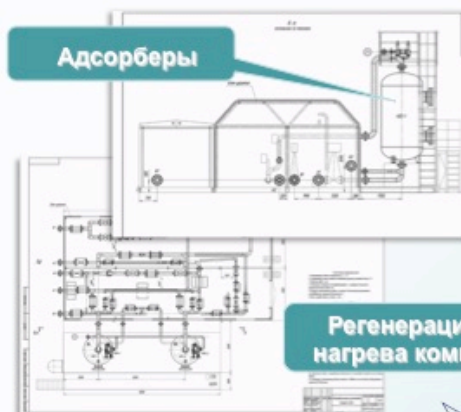
Композитные адсорбенты



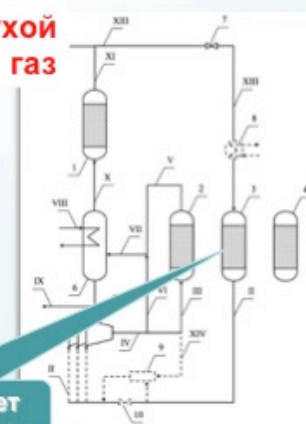
- В **1,3-1,5 раза** больше динамическая емкость
- Температура регенерации **90-100 °C**
- Температура точки росы газа **-40 -60 °C**

Регенерация теплом компрессата

Установка осушки ПНГ
600 млн $\text{м}^3/\text{год}$



Сухой
газ



- Исключение огневой системы нагрева адсорбента
- Низкая металлоемкость
- Пожаровзрывобезопасность

При глубоком выделении тяжелых углеводородов из ПНГ требуется его предварительная осушка в связи с необходимостью использования низких температур и высоких давлений, при которых углеводородные газы образуют с парами воды газовые гидраты.

Для осушки ПНГ целесообразно использовать адсорбенты нового класса, разработанные в 2000-х годах в ИК СО РАН, которые характеризуются повышенной динамической емкостью, широким рабочим интервалом температур и низкой температурой регенерации. Доработанная совместно с АИТ НГ «Интех» технология осушки обеспечивает глубокую осушку газов при значительном снижении стоимости оборудования.

В качестве примера приведена установка осушки ПНГ, используемого для газлифтной добычи нефти мощностью 600 млн $\text{м}^3/\text{год}$. Регенерация композитного адсорбента осуществляется прямой продувкой компрессатом, имеющим температуру 115 °C, с рециклом газа регенерации на вход второй ступени компримирования и выделением водного конденсата в ее сепараторе.

Разработка защищена патентами РФ: RU 160890, 2504424, 2504424, 2551488, 2564808, 2565169, 2568210, 2568704, 2600345.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех"

Предложения: строительство промышленной установки осушки ПГ или ПНГ производительностью до 1 млрд. $\text{м}^3/\text{год}$ (одна линия)

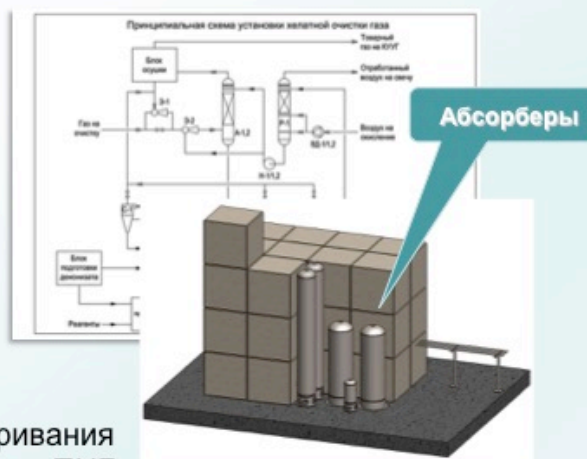
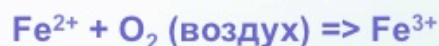
ОЧИСТКА ГАЗОВ ОТ КИСЛЫХ КОМПОНЕНТОВ

Аминовая очистка



Установка обессеривания
1 млн нм³/сут ПНГ

Очистка хелатными комплексами железа



Аминовую очистку ПНГ целесообразно использовать при расходе газа более 1 млн нм³/сут и содержании серы более 1 т/сут. Выделенные кислые газы при этом направляют на факел кислых газов или на установку производства серы. Разработанная модификация технологии позволяет уменьшить стоимость оборудования на 15-20%.

Разработка защищена патентами РФ: RU 2500460, 2532199, 2555011, 2559465, 2630085.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех»

Предложения: строительство промышленной установки производительностью до 1 млрд. нм³/год (одна линия)

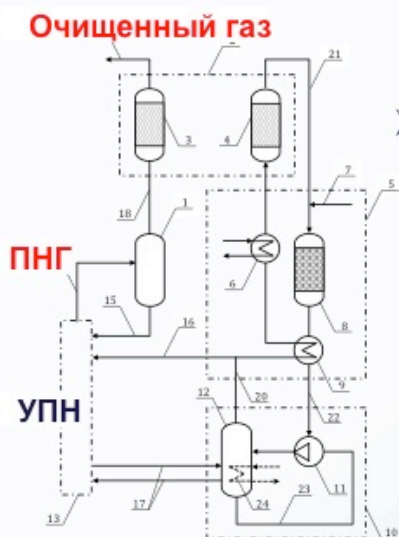
При небольшом содержании сероводорода и расходе газа до 1 млн нм³/сут может быть использована адсорбционная очистка газа хелатными комплексами железа, которая совмещает очистку газа и получение серы. Сероводород, содержащийся в газе, окисляется ионами трехвалентного железа, содержащимися в адсорбенте в виде хелатных комплексов, до элементарной серы, которая затем выделяется, плавится и гранулируется. Образовавшиеся при этом ионы двухвалентного железа затем окисляются кислородом воздуха до трехвалентного состояния и цикл повторяется. Разработка защищена патентами РФ: RU 2568213, 2622299.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех"

Предложения: строительство промышленной установки производительностью по сере до 1 т/сут

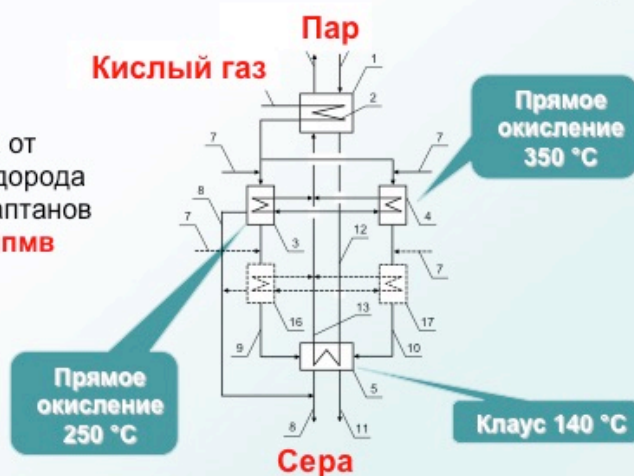
ОЧИСТКА ГАЗОВ ОТ КИСЛЫХ КОМПОНЕНТОВ

Прямое окисление в среде углеводородного газа



Установка обессеривания и демеркаптанации 100 тыс. нм3/сут ПНГ

Комбинированная двухступенчатая 99,5 % очистка от H_2S



- **Исключение** образования гидрополисульфидов и сероокисей
- Снижение стоимости **в 2-2,5 раза**

При небольших расходах газа и необходимости очистки ПНГ вблизи установки подготовки нефти УПН может быть использована безотходная технология очистки газа от сероводорода и меркаптанов, на первой стадии которой осуществляется адсорбционная очистка газа, а на второй – обессеривание газа регенерации адсорбента прямым окислением с последующим растворением продуктов окисления – полисульфидов – в нефти.

Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение: RU 2016150423, 2016149968.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех"

Предложения: строительство промышленной установки до 100 млн. нм3/год

Разработана новая технология очистки газа от больших количеств серы (от 10 т/сут), не предусматривающая сжигания части кислого газа для получения диоксида серы для последующего термического и каталитического окисления сероводорода. Прямое окисление сероводородсодержащего газа при низких температурах 250-350 °C с последующим завершением реакции на низкотемпературной каталитической ступени позволяет упростить процесс, повысить степень очистки и снизить стоимость оборудования в 2-2,5 раза.

Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение: RU 2016144275, 2016144274, 2016142559.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех"

Предложения: строительство опытно-промышленной установки производительностью по сере до 10 т/сут



Каталитическая переработка ПНГ с получением СОГ и бензол-толуол- ксилольной фракции

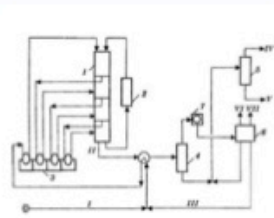
10

Перспективным вариантом монетизации ПНГ является каталитическая переработка с получением сырья для нефтехимической переработки, например, ароматических углеводородов в виде БТК-фракции или индивидуальных ароматических углеводородов.

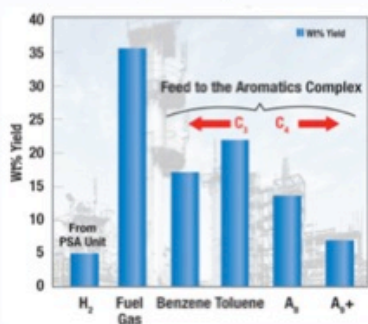
ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПНГ

Процесс БИЦИКЛАР

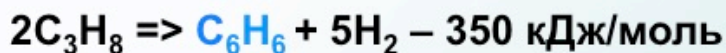
Получение ароматических углеводородов из фракций C₃-C₄



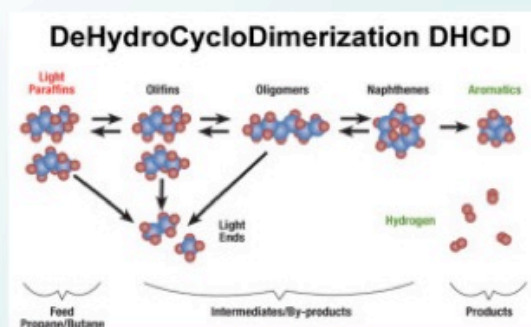
Процесс-аналог Cyclar
BP-UOP, 1989, 1999



Дегидроциклодимеризация



ZSM-5, Ga+Zn, 500-550 °C, 0,1-1,0 МПа

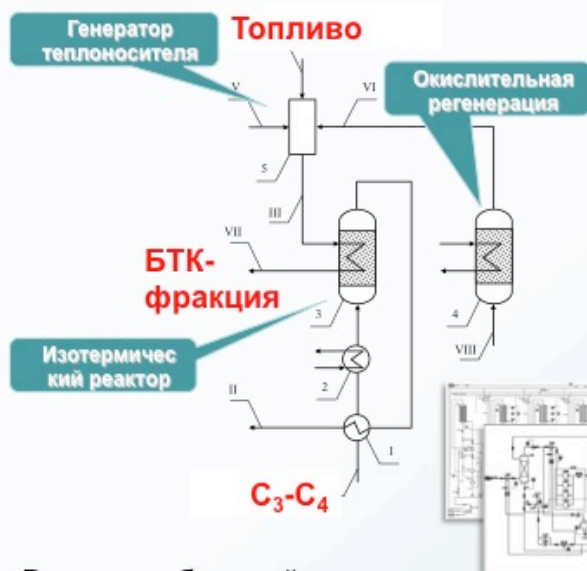


Первое поколение процесса CYCLAR получения ароматических углеводородов путем дегидроциклодимеризации углеводородов C₃-C₄ было разработано еще в 90-х годах прошлого века консорциумом BP-UOP. В процессе был использован движущийся слой катализатора, на котором алифатические углеводороды сначала дегидрируются, затем образовавшиеся олефины димеризуются, циклизуются с образованием цикланов, которые подвергаются ароматизации. Побочным процессом является гидрокрекинг пропана и бутана на кислых активных центрах цеолитного катализатора с образованием метана и этана.

Однако процесс CYCLAR не нашел широкого промышленного применения из-за низкой конверсии (около 35% за проход), селективности (около 70%), сложной системы регенерации катализатора и низкой экономической эффективности.

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПНГ

Процесс БИЦИКЛАР



Выполнен базовый проект
установки мощностью 40 млн $\text{нм}^3/\text{год}$

Получение ароматических
углеводородов из фракций $\text{C}_3\text{-C}_4$



- конверсия $\text{C}_3\text{-C}_4$ > 95%
- Селективность около 90%
- Мощность до 400 млн $\text{нм}^3/\text{год}$

Партнер:
ИК СО РАН

Процесс БИЦИКЛАР, разработанный в начале 2000-х годов в Институте катализа СО РАН, отличается использованием оригинального катализатора, применяемого в неподвижном слое, включает совместную конверсию углеводородов $\text{C}_3\text{-C}_4$ и метана и характеризуется высокими конверсией (70% для пропана и 95% для бутанов за проход) и селективностью (более 90%). Последние разработки, осуществленные совместно с АИТ НГ «Интех», доводят конверсию пропана до 90-95%, бутанов – до 100%, а выход ароматических углеводородов – до 85%. Расход тепла при дегидроциклодимеризации компенсируется за счет подвода тепла дымовыми газами в изотермическом реакторе.

Водород, получаемый в качестве сопутствующего продукта, может быть направлен на водородпотребляющие процессы НПЗ или использован в качестве технологического топлива в смеси со сдувками сухого газа.

Сырье: углеводородные газы, содержащие углеводороды $\text{C}_3\text{-C}_4$ (до C_6)

Продукция: бензол (25%), толуол (35%), ксилолы (35%), фракция C_9+ (15%), включающая около 50% нафталина, метил- и диметилнафталинов.

Разработка защищена патентами RU 2333033, RU 2565229, RU 2568809.

Подана заявка на получение патента РФ на изобретение RU 2017104619.

Лицензиары: Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа «Интех» (совместно).

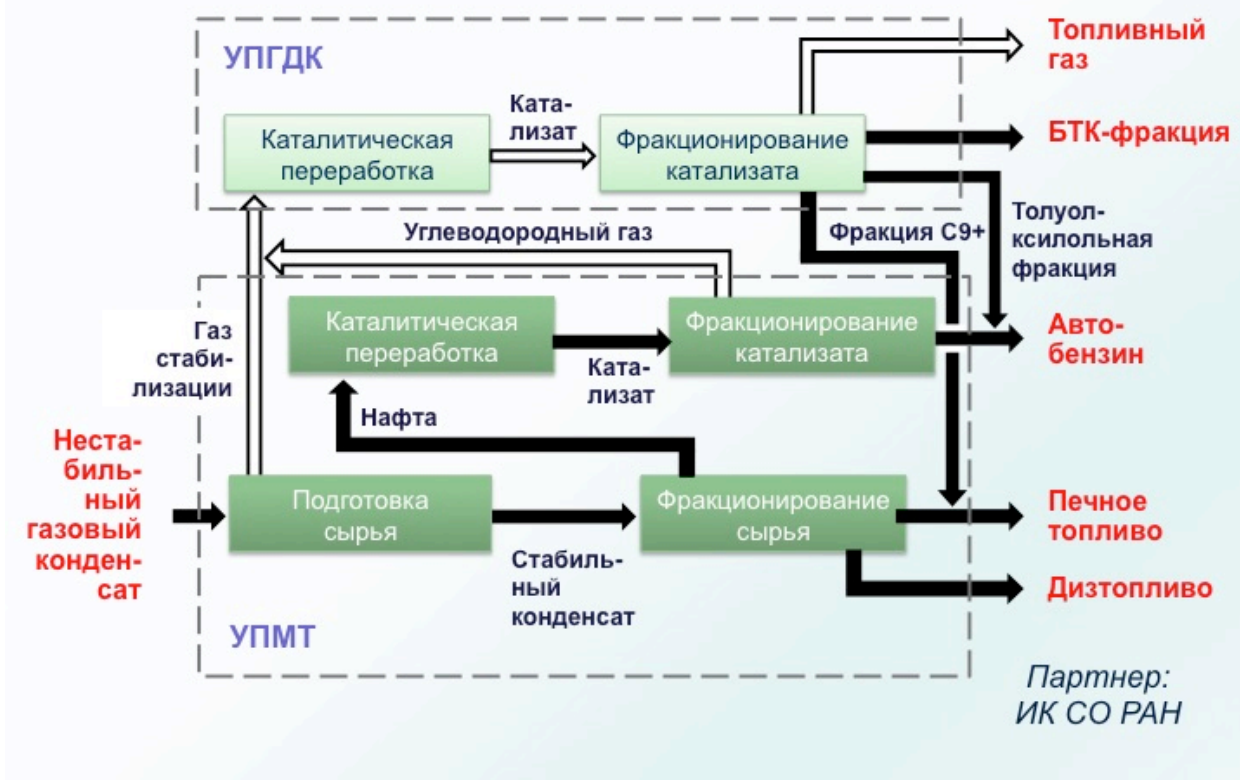
Предложения: строительство промышленной установки

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ



Перспективным является использование процесса БИЦИКЛАР в комбинации с процессом БИМТ – одностадийной переработки газового конденсата с получением моторных топлив. При этом углеводородов C3-C4, образующиеся в процессе БИМТ, являются сырьем для процесса БИЦИКЛАР, а получаемая при этом толуол-ксилольная фракция является высокооктановым компонентом бензина.

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ



Комплекс КПМТ по переработке 230 тыс т/год неустойчивого газового конденсата позволяет получать 130 тыс т/год высокооктанового бензина, 60 тыс. т/год арктического дизельного топлива и 60 млн нм³ топливного газа, наличие которого позволило исключить расходование товарного газа на собственные нужды, а избыток направить в товарный газ в качестве компонента. Строительство комплекса КПМТ позволит исключить образование низконапорных жирных углеводородов газов, сжигаемых на факелах, увеличивает доходность эксплуатации месторождения на 40%. Разработка защищена патентами РФ: RU 2580136, 2616941.

Лицензиар: Институт катализа им. Г.К.Борескова СО РАН, Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех" (совместно)

Предложения: строительство промышленной установки производительностью до 1 млн т/год по сырью

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Первое поколение процесса ЦЕОФОРМИНГ



НПЗ «Глимар», Польша
1997-2005 гг.

г. Рустави,
Грузия.
март 2002 г.



Одностадийное получение
высокооктанового бензина



БИМТ «Борескова Институт – Моторные Топлива»



- Выход бензина от **75%**
- Выход C_3-C_4 до **25%**

Цеоформинг, первое поколение одностадийного каталитического процесса переработки низкооктановых бензиновых фракций в высокооктановые, было реализовано в промышленности. Разработчиком базового проекта установки «Цеоформинг» мощностью 70000 тыс. т/год в Глимаре, Польша была компания ЛИНДЕ, установка проработала 8 лет на цеолитном катализаторе, произведенном на НЗХК, г. Новосибирск. Установка, построенная в Грузии, была пущена, но не эксплуатировалась по внеэкономическим причинам. Процесс проводят при 350-450 °С и 1,3-1,5 МПа, в области, где термодинамически в той или иной степени протекают основные процессы переработки бензиновых фракций. Недостатком процесса Цеоформинг является высокое газообразование (35-40%) и высокое содержание метана и этана.

Сырье: легкие низкооктановые бензиновые фракции

Продукция: бензиновая фракция с ОЧИМ до 95

Вторым поколением процесса стал процесс БИМТ, разработанный Институтом катализа СО РАН, г. Новосибирск, который первоначально позиционировался как процесс для одностадийной переработки широких углеводородных фракций. За счет снижения активности кислотных центров катализатора удалось практически исключить образование метана и этана и довести выход жидких продуктов до 75% масс. и более в зависимости от фракционного состава сырьевой фракции. Получаемая дизельная фракция имеет низкую температуру застывания (-70 °С), однако содержат большое количество ароматических углеводородов и имеют низкое цетановое число (35), в связи с чем требуют дополнительной переработки.

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Процесс БИМТ для переработки бензиновых фракций

Одностадийное получение высокооктанового бензина



В новой редакции процесса БИМТ в качестве сырья используют, предпочтительно, легкие бензиновые фракции с температурой конца кипения 155-165 °С (до 220 °С и выше), что позволяет увеличить ресурс среднестиллятных фракций и снижает общий выход пропан-бутановой фракции.

Продукция: высокооктановая бензиновая фракция с ОЧИМ не менее 90-91 (до 95), которое выбирают исходя из цели достижения оптимального материального баланса и максимального межрегенерационного периода.

Окислительная регенерация катализатора осуществляется по мере падения его активности с периодичностью 350-400 часов (20-25 регенераций в год). Срок службы катализатора 2 года.

Выполнен базовый проект технологической установки мощностью 150 тыс. т/год по сырию.

Разработка защищена патентами RU 2443755, RU 2567487, RU 2578246.

Лицензиары: Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа «Интех» (совместно).

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПРЯМОГОННОЙ НАФТЫ

Комбинированный процесс БИМТ-БИЦИКЛАР

Производство высокооктановых
бензинов **АИ-92, Аи-95** и
ароматических углеводородов



➤ Мощность по сырью
до 1 млн. т/год

Выполнен
базовый проект
Комплекса мощностью
80+230 тыс. т/год

Партнер:
ИК СО РАН

Комбинация процессов БИМТ и БИЦИКЛАР

При отсутствии потребности в товарных СУГ сжиженные углеводородные газы, получаемые в процессе БИМТ, и тяжелые углеводородные газы могут быть переработаны в ароматические углеводороды, которые затем реализуют как самостоятельные продукты, или используют в качестве компонентов автобензина (учитывая ограничение на АРУ).

Водород, по крайней мере в части, целесообразно рециркулировать для снижения содержания серы и увеличения межрегенерационного пробега катализатора. Сдвиги сухого газа используются в качестве технологического топлива. Кислый газ направляется на производство серы. Фракция C9+ содержит около 50% нафталинов и может быть использована как нефтехимическое сырье.

Продукция: автобензины АИ-92, Аи-95, бензол, толуол (компонент бензина или продукт), ксилолы (компонент бензина или продукт)

Лицензиары: Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа «Интех» (совместно).

Разработка защищена патентами RU 2567487, RU 2578246, RU 2610625.

Подана заявка на получение патента РФ на изобретение RU 2017104619

Предложения: строительство промышленной установки



Малотоннажные установки получения газомоторных топлив

- Мобильная установка сжижения попутного нефтяного газа
- Автономные малотоннажные станции получения СПГ с коэффициентом ожижения выше 90%
- Комплекс редуцирования, сжижения и компримирования природного газа с получением до 30% СПГ и КПГ
- Комплекс для редуцирования природного газа и получения газомоторных топлив: СПГ и ПБА
- Установка дезтанизации магистрального природного газа

Задача организации территориально распределенного производства сжиженных углеводородных газов на малотоннажных установках представляется актуальной, поскольку позволит ПАО "Газпром" и ООО "Газпром газомоторное топливо":

повысить загрузку существующих и строящихся газопроводов-отводов, получать дополнительную прибыль от реализации продукции на внутреннем рынке энергоносителей,

компенсировать неравномерность потребления газа путем газификации потребителей с сезонным пиком в противофазе к традиционным потребителям (транспорт, сельское хозяйство),

обеспечить бесперебойное снабжение потребителей регазифицированным СПГ при проведении ремонтных работ на газопроводах-отводах, интенсифицировать газификацию регионов РФ за счет автономного газоснабжения потребителей, строительство газопроводов к которым экономически неэффективно.

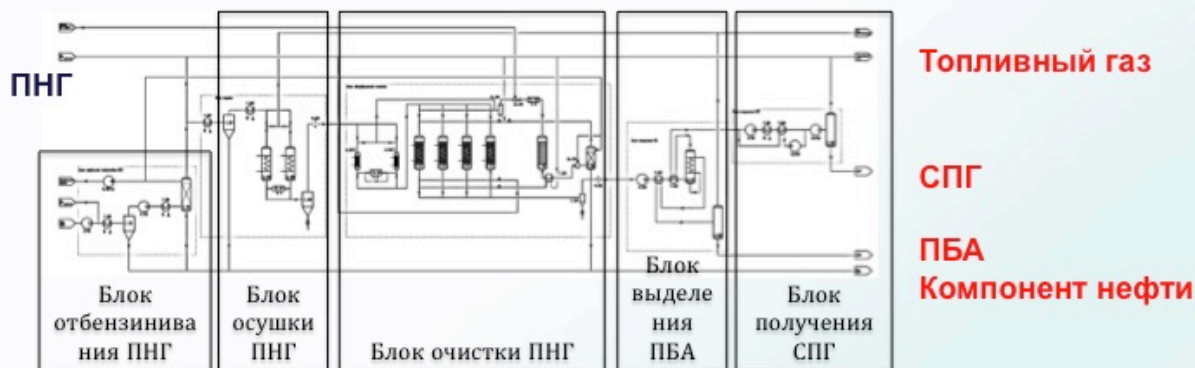
Для потребителей это обеспечивает:

расширение использования газомоторного топлива за счет автономного газоснабжения заправочной инфраструктуры,

бесперебойное снабжение регазифицированным СПГ при проведении ремонтных работ на газопроводах-отводах

**Мобильная установка сжижения попутного
нефтяного газа МУС ПНГ "Интех"**

Для размещения на
объектах промышленной
подготовки нефти



- Коэффициент сжижения **90-93%**
- Производительность **до 80 млн нм³/год**
- Отходов и побочных продуктов **нет**
- Блочно-модульное исполнение

Установка предназначена для получения газа горючего природного сжиженного марок Б/В по ГОСТ Р 56021-2014 (СПГ) и пропан-бутана автомобильного по ГОСТ Р 52087-2003 (ПБА) в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. При необходимости возможно выделение стабильного газового конденсата (СГК), возвращаемого в товарные резервуары в качестве компонента нефти.

Установка поставляется в блочно-модульном исполнении и включается в состав установок подготовки нефти или размещается вблизи тестовых сепарационных установок. Отходов и побочных продуктов не имеется. Подключения к внешнему источнику электроэнергии не требуется за счет установки газопоршневого привода, использующего в качестве топлива газ сепарации. Коэффициент сжижения до 93% за счет детандерного редуцирования циркулирующего и производственного потоков сухого метаносодержащего газа.

Переработка ПНГ включает стадии отбензинивания, адсорбционной осушки и очистки от сероводорода и углекислого газа, выделения ПБА и сжижения сухого газа с использованием метанового цикла высокого давления.

Технические параметры МУС ПНГ «Интех»:

- производительность по ПНГ 10-80 млн. нм³/год,
- давление на входе: от 0,5 МПа,
- давление хранения и отгрузки СПГ: 0,6 – 2,2 МПа,
- производительность¹ по СГК: до 0,07 т/1000 нм³ ПНГ,
- производительность¹ по ПБА: около 0,4 т/1000 нм³ ПНГ,
- производительность¹ по СПГ: около 0,5 т/1000 нм³ ПНГ,

- удельные суммарные капитальные затраты 30-45 тыс. руб. на 1 годовую тонну газомоторного топлива в зависимости от состава² ПНГ.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

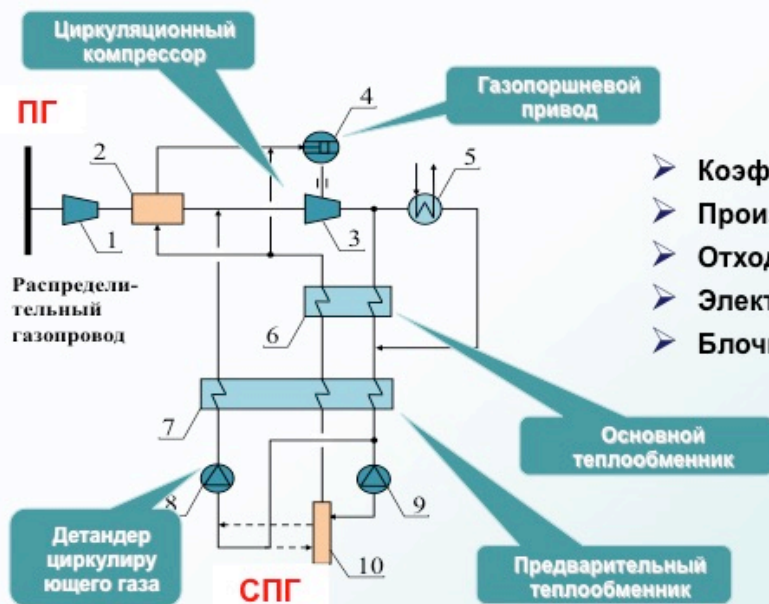
Предложения: строительство промышленной установки

¹ Зависит от состава ПНГ

² Прежде всего зависят от содержания в ПНГ сероводорода и углекислого газа

**Автономная малотоннажная станция сжижения
природного газа АМС СПГ «Интех»**

Для размещения на
газопроводах-отводах
региональной
газораспределительной
системы



- Коэффициент сжижения **90-93%**
- Производительность **1-5 т/час**
- Отходов и побочных продуктов **нет**
- Электроэнергия **не потребляется**
- Блочно-модульное исполнение

Получение газомоторных топлив с использованием существующих сетей газораспределительных трубопроводов позволяет обеспечить потребности потребителей в топливе с минимальными расходами.

Автономная малотоннажная станция сжижения природного газа АМС СПГ «Интех» на базе метанового цикла высокого давления предназначена для получения газа горючего природного сжиженного марок А, Б, В по ГОСТ Р 56021-2014 в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок.

Станция размещается на газопроводах-отводах региональной ГТС. Отходов и побочных продуктов не имеется. Станция не требует подключения к внешнему источнику электроэнергии за счет установки газопоршневого привода, использующего в качестве топлива газ сепарации. Коэффициент сжижения газа до 93% (в 1,4 раза выше аналогов) обеспечивается за счет детандерного редуцирования циркулирующего и производного потоков. Принципиальная схема автономной малотоннажной станции сжижения природного газа.

1,3 – компрессоры, 2 – блок адсорбционной очистки, 4 – газопоршневой привод, 5 – аппарат воздушного охлаждения, 6, 7 – теплообменники, 8, 9 – детандеры, 10 – сепаратор.

Природный газ дожимают компрессором 1, очищают от паров воды, углекислого газа, сернистых соединений в адсорбционном блоке 2, смешивают редуцированным технологическим потоком, и сжимают циркуляционным компрессором 3 с газопоршневым приводом 4. Компрессат охлаждают в аппарате воздушного охлаждения 5, предварительном и

основном теплообменниках 6 и 7. Охлажденный газ разделяют на технологический поток, который редуцируют с помощью детандера 8 и нагревают в теплообменнике 7, и продуктовый поток, который редуцируют с помощью детандера 9 и разделяют в сепараторе 10 с получением сжиженного природного газа и газа сепарации, который нагревают в теплообменниках 7 и 6. По меньшей мере нагретого газа сепарации используют в блоке 2 для регенерации адсорбентов, при этом полученный газ регенерации смешивают с оставшейся частью нагретого газа сепарации и подают в качестве топливного газа в привод 4.

Технические параметры АМС СПГ «Интех»:

- производительность по СПГ 1-5 т/час,
- давление на входе: 1,2 (0,6) МПа,
- давление хранения СПГ: 1,2 (0,6) МПа,
- исполнение: блочно-модульное,
- удельные суммарные капитальные затраты 28-35 тыс. руб. на 1 годовую тонну СПГ в зависимости от производительности.

Разработка защищена патентами RU 2567487, RU 2578246, RU 2610625.

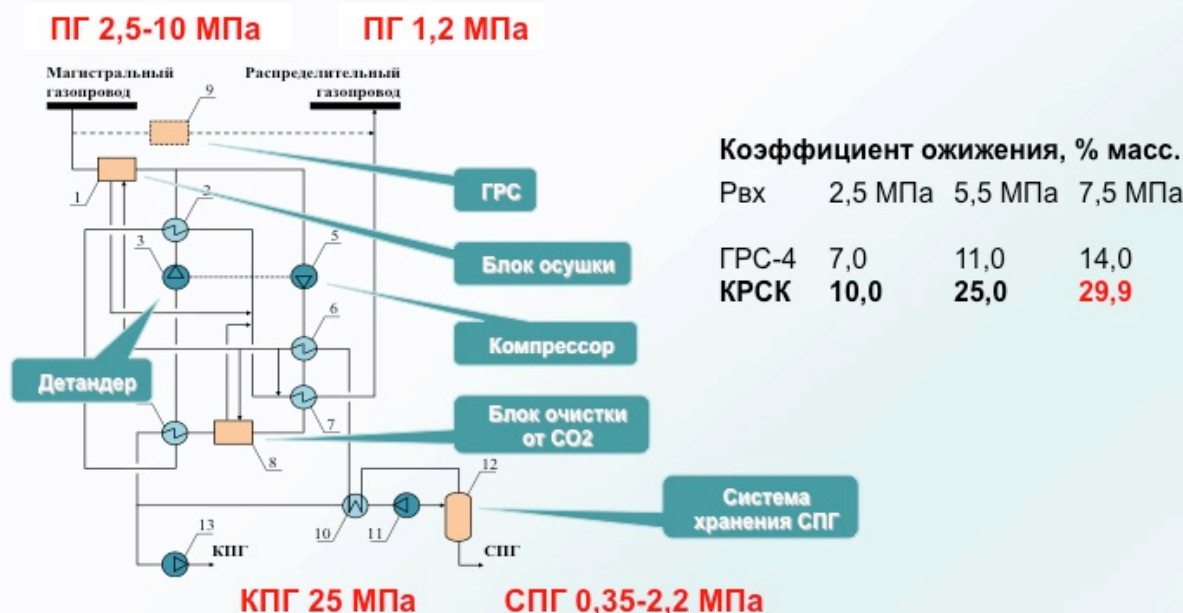
Имеется возможность совместного патентования.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Предложения: строительство АМС СПГ в рамках региональной системы использования газомоторного топлива

**Комплекс редуцирования, сжижения и
компримирования природного газа
КРСК "Интех"**

Для размещения на
магистральных
газопроводах-отводах



Использование перепада давления между магистральным и распределительным трубопроводами позволяет дополнительно вырабатывать на ГРС как СПГ, так и компримированный природный газ (КПГ) с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

Предлагаемый Комплекс (рис.2) в отличие от известных технических решений, реализованных, например, на ГРС-4 ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в соответствии с патентом RU 2541360 в рамках совместного проекта с ОАО «НПО «ГЕЛИЙМАШ», позволяет:

- увеличить производство СПГ в 1,5-2 раза при одинаковой мощности по газу за счет установки компрессора на линии продукционного газа и более эффективной рекуперации холода технологических потоков,
- исключить расход электроэнергии за счет установки детандер-генератора на линии технологического газа,
- исключить расход топливного газа за счет нагрева редуцируемого газа технологическим теплом блока сжижения газа,
- получать КПГ за счет установки компрессора и ресивера на ответвлении линии охлажденного продукционного газа.

Принципиальная схема комплекса редуцирования, сжижения и компримирования природного газа

1 – блок осушки, 2, 4, 6, 7, 10 – теплообменники, 3, 11 – детандеры, 5, 13 – компрессоры, 8 – блок адсорбционной очистки, 9 – ГРС, 12 – сепаратор.

Природный газ из магистрального трубопровода высокого давления, осушают в адсорбционном блоке 1 и разделяют на продукционный газ и технологический газ. Последний охлаждают в теплообменнике 2,

редуцируют с помощью детандера 3, нагревают в теплообменниках 4 и 2, смешивают с газами регенерации, поступающими из блоков 1 и 8 и с частью обратного газа, подаваемой из теплообменника 6. Полученный газ низкого давления после нагрева в теплообменнике 7 направляют потребителю. При необходимости часть природного газа может быть редуцирована в ГРС 9, располагаемой на байпасной линии. Продукционный газ сжимают компрессором 5, охлаждают в теплообменниках 6 и 7, очищают от углекислого газа и тяжелых углеводородов в блоке 8, охлаждают в теплообменниках 4 и 10, редуцируют с помощью детандера 11 и разделяют в сепараторе 12 на СПГ и обратный газ, который подают на нагрев в теплообменники 10 и 6 и разделяют на две части в сепараторе 12, одну из которых в качестве продувочного газа направляют в блоки 1 и 8 для регенерации адсорбентов. Часть очищенного газа может быть сжата компрессором 13 и подана потребителю в виде компримированного газа.

Технические параметры КРСК "Интех":

- производительность по газу 10 – 100 тыс. $\text{м}^3/\text{час}$,
- давление на входе: 2,5-7,5 МПа,
- давление редуцированного газа: 1,2 (0,6) МПа,
- давление хранения КПГ: 25 МПа,
- давление хранения СПГ: 1,2 (0,6) МПа,
- давление отгружаемого СПГ: 0,35 – 2,2 МПа,
- производительность по СПГ: 1,9 – 19,0 т/час на перепаде 5,5/1,2 МПа,
- удельные суммарные капитальные затраты 9,0-11,5 тыс. руб. на 1 годовую тонну СПГ в зависимости от производительности.
-

Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение RU 2017144977, RU 2017144980, RU 2017144976.

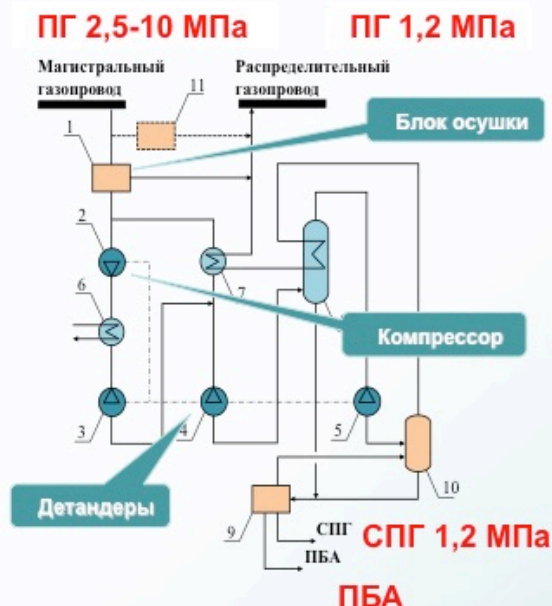
Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: строительство КРСК в рамках региональной системы использования газомоторного топлива

**Комплекс редуцирования природного газа
и получения газомоторных топлив
ГРС-ГМТ "Интех"**

Для размещения на
магистральных
газопроводах-отводах



**Выход продукции из природного газа
газопровода «Уренгой-Помары-Ужгород»
в расчете на 1 млн. м^3 /газа**

Продукт	Входное давление, МПа		
	2,5	5,5	7,5
Газ природный 1,2 МПа, тыс. м^3	941	822	773
СПГ, т	42,5	142,0	170,1
ПБА, т	43,7	43,0	44,3

Использование перепада давления между магистральным и распределительным трубопроводами позволяет получать, кроме газа низкого давления, СПГ и пропан-бутан автомобильный (ПБА).

Комплекс ГРС-ГМТ "Интех" не имеет аналогов и позволяет получать ассортимент газомоторных топлив с выходом до 30% масс. за счет эффективной рекуперации холода технологических потоков, исключить расход электроэнергии на ГРС и расход топливного газа, обеспечить безлюдную эксплуатацию ГРС с периодическим обслуживанием.

Принципиальная схема комплекса редуцирования, сжижения и компримирования природного газа

1 – блок осушки, 2 – компрессор, 3, 4, 5, – детандеры, 6, 7 – теплообменники, 8 – дефлегматор, 9 – блок фракционирования, 10 – сепаратор, 11 – ГРС.

Природный газ из магистрального трубопровода осушают в адсорбционном блоке 1 (ввод продувочного газа не показан) и разделяют на два потока.

Первый поток охлаждают в теплообменнике 7, второй поток сжимают компрессором 2, охлаждают в теплообменнике 6, редуцируют с помощью детандера 3 и смешивают с первым потоком. Объединенный поток редуцируют с помощью детандера 4 и направляют в нижнюю часть дефлегматора 8, где подвергают дефлегмации за счет противоточного охлаждения подаваемым из сепаратора 10 газом низкого давления, который затем дополнительно нагревают в теплообменнике 7, смешивают с газом регенерации адсорбента, подаваемым из блока 1, и направляют потребителю. Газ дефлегмации из дефлегматора 8 подают в детандер 5, где редуцируют и затем совместно с газом, направляемым из блока фракционирования 9,

подают в сепаратор 10. Из низа сепаратора 10 выводят широкую фракцию легких углеводородов, которую смешивают с флегмой, подаваемой из низа дефлегматора 8, и подвергают фракционированию в блоке 9 с получением сжиженного природного газа и пропан-бутановой фракции. При высоком содержании углекислого газа в природном газе перед детандером 4 охлажденный газ подвергают адсорбционной очистке (на схеме не показано).

Технические параметры комплекса ГРС-ГМТ "Интех":

- производительность по редуцируемому газу 10 – 100 тыс. нм³/час,
- давление на входе: 2,5-7,5 МПа,
- продукция:
- газ горючий природный по ГОСТ 5542-2014 с давлением 1,2 МПа,
- газ горючий природный сжиженный марки Б/В по ГОСТ Р 56021-2014 (после регазификации соответствует ГОСТ 27577-2000),
- пропан-бутан автомобильный по ГОСТ Р 52087-2003,
- давление хранения СПГ: 2,2 МПа,
- компоновка: блочно-модульная,
- удельные суммарные капитальные затраты около 10 тыс. руб. на 1 годовую тонну ГМТ.

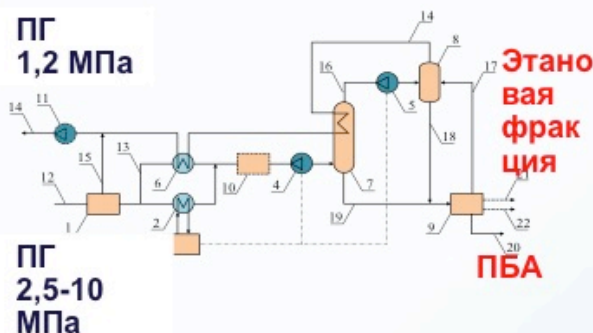
Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: строительство ГРС-ГМТ в рамках региональной системы использования газомоторного топлива

Установка деэтанализации магистрального
природного газа

Для размещения на
магистральных
газопроводах-отводах



Компонент	Состав, % масс.		
	ШФЛУ	ПБА	Эт.фр.
CH ₄	0,01	-	0,02
C ₂ H ₆	45,7	7,4	91,0
C ₃ H ₈	34,0	58,3	5,3
C ₄₊	18,7	34,4	0,01
CO ₂	1,65	-	3,61
тыс.т на 1млрд.нм ³	73,5	39,8	45,4

«Уренгой – Центр-1», % об.					
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄₊	N ₂	CO ₂
93,1	4,13	1,32	0,48	0,56	0,34
Сухой газ					
97,4	1,7	0,05	-	0,56	0,29

Степень извлечения, %		
C ₂₊	67	90,5
C ₃₊	74,5	98,8
тыс.руб/т	4,0-4,5	6,0-6,5

Нефтехимическая промышленность России испытывает острый дефицит легкого углеводородного сырья, что тормозит развитие отрасли. Выделение углеводородов C₂+ в промышленных условиях практически не находит применения, поскольку требует больших затрат на реконструкцию УКПГ и на транспортировку ШФЛУ до мест переработки. Альтернативой является деэтанализация природного газа валанжинского и ачимовского горизонтов, транспортируемого по газопроводам, проходящим вблизи НХК. Разработана технология деэтанализации природного газа за счет перепада давления между расположенными рядом компрессорными станциями. Технология включает рекуперационное охлаждение, детандерное редуцирование, промежуточную дефлегмацию и низкотемпературную сепарацию газа, а также фракционирование конденсата и компримирование сухого отбензиненного газа. Отсутствие внешних контуров охлаждения в 1,5-2 раза снижает стоимость оборудования. Установка деэтанализации позволяет получать, например, из 1 млрд. нм³ газа из газопроводов группы "Центр", или 95 тыс. т ШФЛУ или 51 тыс. т этановой фракции и 44 тыс. т ПБА. При этом на перепаде 7,5/2,5 МПа степень извлечения углеводородов C₂+ составляет выше 90% (этана около 87%). Себестоимость жидких продуктов (при учете цены отбираемой части газа в объемных единицах) ниже 10 тыс. руб./т.

Принципиальная схема установки деэтанализации магистрального природного газа

1 – блок осушки, 2 – холодильник, 3 – холодильная машина, 4, 5, – детандеры, 6 – теплообменник, 7 – дефлегматор, 8 – сепаратор, 9 – деметанизатор, 10 – блок очистки от углекислого газа, 11 – компрессорная станция.

При работе установки природный газ высокого давления, поступающий по линии 12, осушают в адсорбционном блоке 1 (ввод продувочного газа не показан) и разделяют на два потока, первый поток по линии 13 подают на охлаждение в теплообменник 6, второй поток охлаждают в холодильнике 2, соединенном с холодильной машиной 3, и подают в линию 13.

Объединенный поток редуцируют с помощью детандера 4 и направляют в нижнюю часть дефлегматора 8, где подвергают дефлегмации за счет противоточного охлаждения подаваемым по линии 14 из сепаратора 8 газом низкого давления, который затем нагревают в теплообменнике 6, смешивают с газом регенерации адсорбента, подаваемым из блока 1 по линии 15, и выводят с установки. Полученный газ дефлегмации после редуцирования в детандере 5 по линии 16 подают в сепаратор 8 совместно с газом фракционирования, направляемым по линии 17 из деметанизатора 9. Из низа сепаратора 8 по линии 18 выводят широкую фракцию легких углеводородов, которую смешивают с флегмой, подаваемой из низа дефлегматора 7 по линии 19, и подвергают фракционированию в деметанизаторе 9 с получением жидких углеводородов, выводимых по линии 20, или этановой и пропан-бутановой фракций, выводимых по линиям 21 и 22, соответственно (показано пунктиром). При необходимости объединенный газовый поток перед детандером 4 очищают от углекислого газа в блоке 10, а газ низкого давления дожимают до давления дальнейшей транспортировки на станции 11 (показано пунктиром).

Технические параметры установки дедетанизации:

- производительность установки (одна линия): до 3 млрд. нм³/год,
- давление на входе/выходе: 5,5-10,0 МПа,
- продукция:
- газ горючий природный по СТО Газпром 089-2010,
- фракция этановая марки "А" по ТУ 38.101489–79 (кроме содержания углекислого газа),
- пропан-бутан автомобильный по ГОСТ Р 52087-2003,
- удельные суммарные капитальные затраты 20-25 тыс. руб. на 1 годовую тонну жидких продуктов.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: строительство промышленной установки



Получение из ПНГ топливных газов с высоким метановым числом (метанирование C_3-C_4)

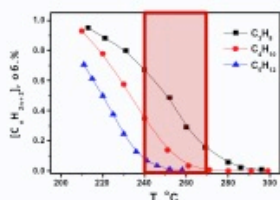
ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПНГ

Селективный низкотемпературный паровой риформинг

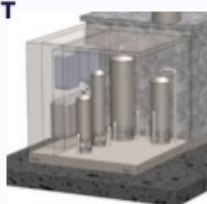
Для газопрошневых энергоустановок и автотранспортных двигателей



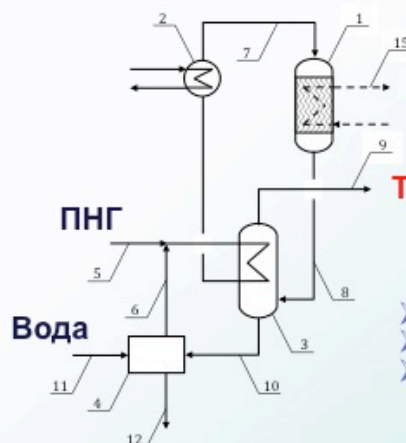
280-300°C, 0,1-10 МПа



1 МВт



2,5 м



Топливный газ

- Объемный выход **до 300%**
- Метановый индекс **выше 90**
- Объемная скорость **до 30000 ч⁻¹**

Партнер:
ИК СО РАН

Получение топливных газов, например, с высоким метановым индексом, осуществляют путем низкотемпературной паровой конверсии, при относительно невысоких температурах и в широком интервале давлений. При этом из одного объема исходного газа образуется 3-4 объема топливного газа. Технология позволяет проводить процесс селективно, изменяя температурный режим в оптимальной области объемных скоростей. За рубежом подобные технологии находят широкое применение для подготовки топливного газа газотурбинных ТЭЦ (из экологических соображений) и на морском транспорте во внутренних морях при использовании в качестве низкосернистого топлива жидкого пропан-бутана. В условиях России технология актуальна для подготовки топливных газов для энергоцентров удаленных промышленных и коммунальных объектов, объектов МЧС, Минобороны, смягчая проблематику «северного завоза». Оборудование компактно, дешево и значительно превосходит зарубежные аналоги.

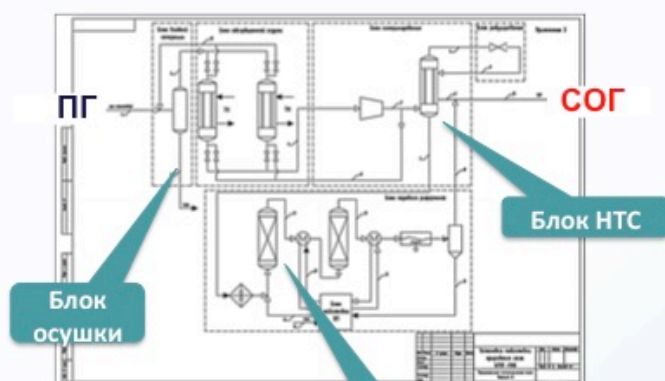
Разработка защищена патентами РФ: 2624626, 2625159. Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение RU 2017144977, RU 2017144980, RU 2017144976.

Лицензиар: Институт катализа им Г.К. Борескова СО РАН, Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех" (совместно).

Предложения: применение в составе энергоцентров. применение в рамках региональной системы использования газомоторного топлива

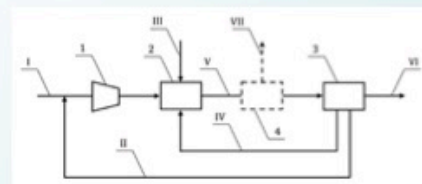
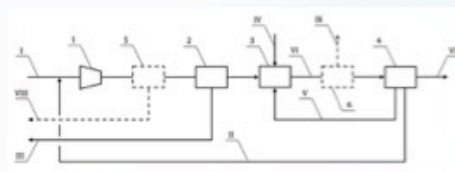
ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПГ и ПНГ

Однопродуктовая подготовка природного газа



Конвертор

Однопродуктовая подготовка попутного нефтяного газа



- Получение товарного газа как монопродукта
- Исключение логистики жидкого продукта
- Малые габариты, вес и площадь

Однопродуктовая подготовка природного газа и попутного нефтяного газа востребована при экономической нецелесообразности получения жидких продуктов. В этом случае селективный мягкий паровой риформинг позволяет получать один продукт – сухой отбензиненный газ по требованиям СТО Газпром 089-2010. Технология при больших объемах переработки может включать стадии предварительной осушки и низкотемпературной сепарации газа для выделения ШФЛУ, направляемой затем на переработку в метансодержащий газ.

Технологию целесообразно применять при подготовке природного газа на месторождениях с малым конденсатным фактором, а также при подготовке попутного нефтяного газа к транспорту или к сдаче в газотранспортную систему ПАО "Газпром".

Технология характеризуется простотой, малой энергоемкостью и низким объемом капиталовложений.

Разработка защищена патентами РФ: RU 2567297, RU 2573868, RU 2565240, RU 2571127, RU 2572894, RU 2571126, RU 2564255, RU 2578281, RU 2624626, RU 2625159.

Лицензиар: Институт катализа им Г.К. Борескова СО РАН, Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех" (совместно).

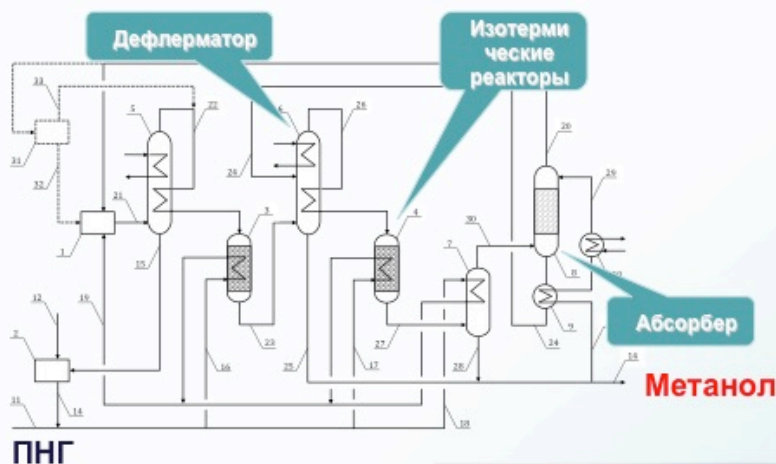
Предложения: строительство промышленной установки подготовки ПНГ или ПГ производительностью до 1 млрд нм³/год



Получение метанола на промышленных блочно-модульных установках

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПНГ

Получение метанола из ПНГ

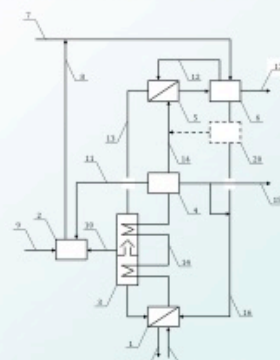


➤ Себестоимость метанола
менее 10 тыс. руб./т

Партнер:
ИК СО РАН



Установка низкотемпературного получения метанола



➤ Температура до
750 °С

Установка
получения
метанола из ПНГ
УПМ-35 для
МЛСП
«Приразломная»

Разработана энергосберегающая технология получения метанола из углеводородных газов, основанная на проведении стадий риформинга ПНГ и двухступенчатого синтеза метанола при давлении 5,0 МПа. Применяется реакторное оформление узла риформинга. Выход метанола превышает 1 т/сырья.

Выполнены технико-коммерческие предложения для установок производительностью 15, 25, 35 и 45 тыс.т метанола в год, а также для установки переработки ПНГ для МЛСП «Приразломная» мощностью 35 тыс. т/год метанола. Установки поставляются в блочно-модульном варианте комплектации.

Энергоэффективное производство метанола основано на проведении процессов риформинга и синтеза при одном давлении, что позволяет исключить дорогостоящее и энергозатратное сжатие синтез-газа.

Исключение циркуляции отходящих газов обеспечивается использованием технологии дефлегмации при осушке синтез-газа и выделении метанола.

Глубокая рекуперация тепла технологических потоков и тепла реакции синтеза заметно снижает сырьевой расходный коэффициент. В совокупности предложенные мероприятия позволяют получать метанол с себестоимостью не выше 10 тыс. руб./т.

Выполнены технико-коммерческие предложения для установок производительностью 15, 25, 35 и 45 тыс.т метанола в год, а также для установки переработки ПНГ для МЛСП «Приразломная» мощностью 35 тыс. т/год метанола. Установки поставляются в блочно-модульном варианте комплектации.

Разработка защищена патентами РФ: RU 2616919, RU 2619101, RU 2621671. Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение: RU 2016120715, RU 2017112467.

Рекомендации: для блочно-модульных мало- и среднетоннажных установок получения метанола.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: строительство промышленной установки производительностью 15-45 тыс.т/год по метанолу.

В установке низкотемпературного получения предусмотрено получение синтез газа из тяжелых углеводородных газов (ПНГ, газы дегазации и т.п.) при низкой температуре в условиях предриформинга. После удаления балластного метана смесь водорода и окислов азота используют для синтеза метанола. Относительно небольшой выход метанола (0,4-0,6 т/т сырьевого газа) компенсируется простотой технологии и дешевизной оборудования.

Рекомендации: для промысловых блочно-модульных установок получения метанола мощностью до 10 тыс.т/год по метанолу.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

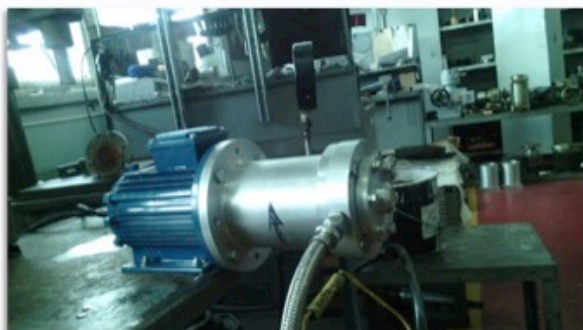
Предложения: строительство промышленной установки мощностью 3-5 тыс. т в год.



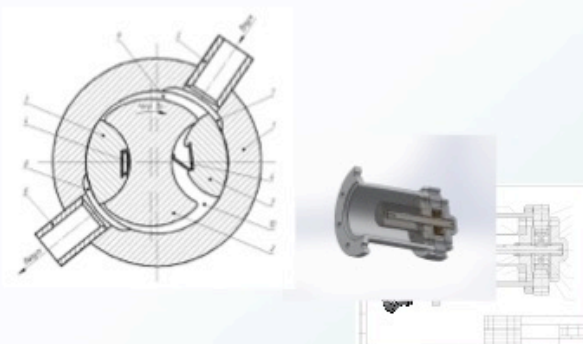
ПРИЛОЖЕНИЕ

- *Технологическое оборудование*
- *Блочное оборудование*
- *Технологии подготовки нефти и газа к транспорту*
- *Технологии переработки нефти и газа, газохимия*

Роторно-поршневые насосы и компрессоры на базе гидравлической машины Рыля



- Напор на 1 ступени **до 3,0 МПа**
- Расход **до 1200 м³/час**
- КПД по жидкости **до 87%**
- Содержание газа **до 99,5%**
- Вязкость среды **до 20000 сСт**



Гидравлическая машина Рыля (ГМР) является функциональным аналогом винтовых объемных машин, имея удельные характеристики (масса, габаритные размеры, стоимость и др.) в 2-4 раза ниже.

Способна заместить многие позиции насосов, компрессоров, пневмо- и гидроприводов, закупаемых в настоящее время по импорту

Патент РФ № 2569992

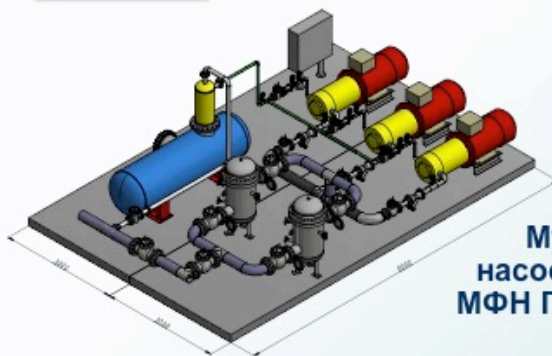
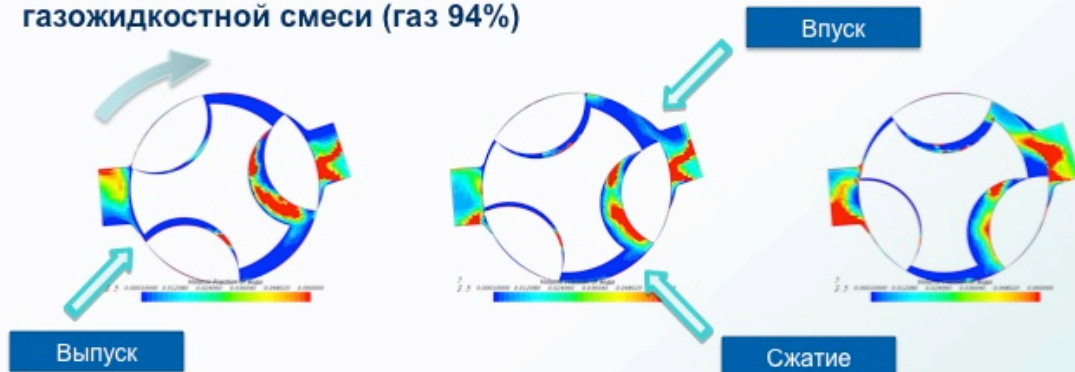
Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

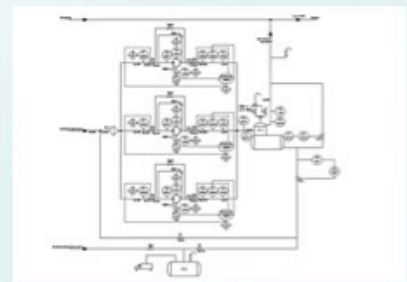
Предложения: освоение производства на машиностроительных предприятиях

Роторно-поршневые насосы и компрессоры на базе гидравлической машины Рыля

Работа МФН ГМР 130-30/60 на
газожидкостной смеси (газ 94%)



Мультифазная
насосная станция
МФН ГМР 1200-1/24



Разработанная конструкция позволяет эффективно решать задачи транспортирования многофазных сред, например, при однотрубной внутрипромысловой транспортировке продукции скважин. На базе гидравлической машины Рыля была разработаны мультифазные насосные и компрессорные агрегаты (МФНА, МФКА), а также насосные и компрессорные станции (МФНС, МФКС).

Основные преимущества МФНА (МФКА) ГМР:

- давление на выходе до 20 МПа (в 2-3 раза выше аналогов),
- высота самовсасывания до 9 м (на 35-45% больше аналогов),
- жидкостный КПД до 90% (на 30-40% выше аналогов),
- содержание жидкости в перекачиваемом флюиде не менее 0,2% (в 50-100 раз меньше аналогов),
- отсутствие внешних утечек,
- малая масса (в 5-15 раз меньше аналогов) и габариты (в 1,5 – 2,5 раза меньше аналогов),
- простота изготовления, высокая надежность и ремонтпригодность;
- простота изготовления, низкая стоимость (в 2-10 раз ниже аналогов), 100% импортозамещение.

Технические параметры МФНС (МФКС) ГМР:

- объемная производительность: 50-1200 м³/час (действительных),
- давление на входе: -0,09 – 3,0 МПа,
- давление на выходе: 1,0 – 20,0 МПа,
- вакуумметрическая высота всасывания: не менее 9,0 м,
- вязкость флюида: не более 100000 сСт,

- содержание газа во флюиде: не более 99,8 %,
- КПД по жидкости: не менее 85%.

Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение RU 2017115258, RU 2017115260, RU 2017116394, RU 2017117211, RU 2017119523.

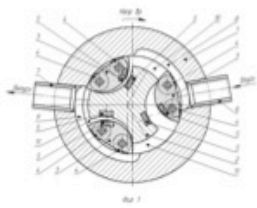
Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: применение на нефтедобывающих предприятиях

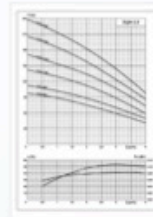
Роторно-поршневые насосы и компрессоры на базе гидравлической машины Рыля

Криогенные насосы



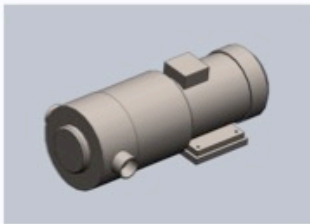
Для перекачки
жидкого кислорода,
жидкого азота,
сжиженного природного
газа

Внутрискважинные насосы



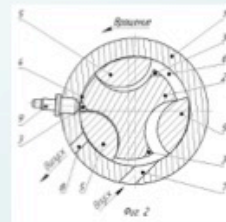
Напорный
характери
стики
насосов
ЭЦВ и ГМР

Маслозаполненные компрессоры



Компрессорный агрегат
для МКУ-506
Ямбургского НГКМ
1000 м³/ч 0,1/0,6 МПа
90 кВт
1650 x 620 x 665 мм
Масса 1 300 кг

Двигатели внутреннего сгорания



2-х и 4-х
тактные

Из широкого спектра изделий, которые можно и целесообразно изготавливать на базе гидравлической машины Рыля предлагаем выделить:

- мультифазные насосы с единичной производительностью до 1200 м³/час,
- криогенные насосы для перекачки жидкого кислорода, азота, сжиженного природного газа и т.п. насосы с единичной производительностью до 400 м³/час,
- внутрискважинные насосы, как функциональные аналоги секционных центробежных и винтовых насосов, обладающие кратно лучшими массогабаритными, стоимостными и эксплуатационными характеристиками,
- масляные и топливные насосы для авиации и ракетостроения,
- гидро- и пневмоприводы.

Основные преимущества насосов ГМР относительно конкурентов это:

- Давление на выходе в 2-3 раза выше
- Высота самовсасывания на 35-45% больше
- КПД на 30-40% выше
- Масса в 5-15 раз меньше
- Габариты в 1,5 – 2,5 раза меньше
- Промышленная безопасность эксплуатации
- Высокая надежность и ремонтпригодность
- Простота изготовления
- Стоимость в 2-3 раза ниже

На базе ГМР могут быть разработаны легкие и компактные двигатели внутреннего сгорания, как 2-х, так и 4-х тактные. Расчетные характеристики в 1,5-2 раза превышаются характеристики поршневых ДВС. Перспективны для оснащения беспилотных летательных аппаратов.

Все указанные изделия на 100% относятся к импортозамещающему перечню и имеют высокий экспортный потенциал

Патент РФ № 2569992

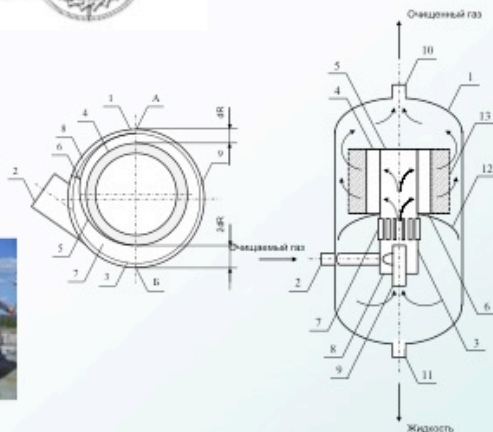
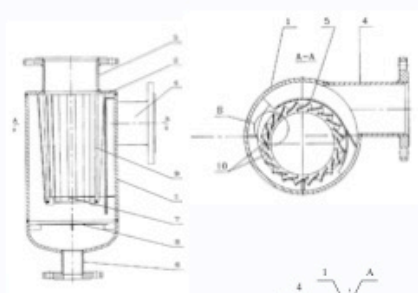
Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: освоение производства

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Газодинамические сепараторы



- Производительность **до 9 млн $\text{м}^3/\text{сут}$**
- Давление **до 30 МПа**
- Содержание капельной влаги на выходе **$< 5 \text{ мг}/\text{м}^3$**

Высокоэффективные газовые сепараторы при минимальном гидравлическом сопротивлении (2-20 кПа) обеспечивают очистку от капельной жидкости и механических примесей с эффективностью не менее 99,8 для частиц размером 5 мкм в области давлений 0,1-30 МПа и расходов до 10 млн $\text{м}^3/\text{сут}$ (единичная производительность).

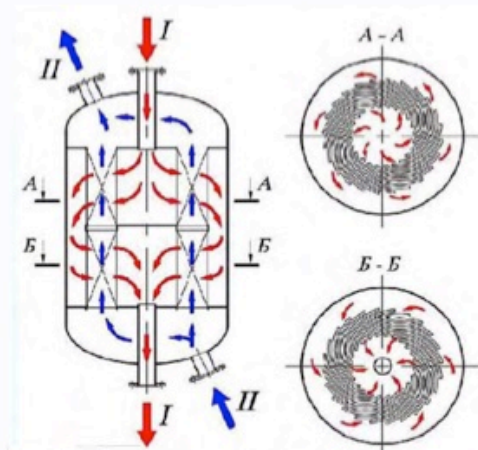
При сепарации осуществляют сначала центробежное отделение жидкости и механических примесей, затем тонкослойную сепарацию и коалесцентное отделение мелкодисперсных капель жидкости для достижения требуемой степени очистки. Конструкция исключает вторичный унос жидкости. Сепараторы компактны, имеют малую массу и стоимость.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

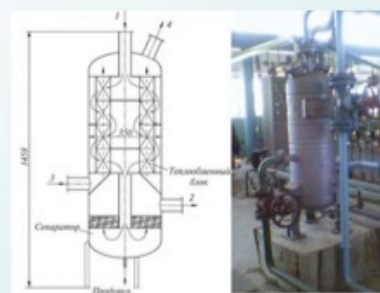
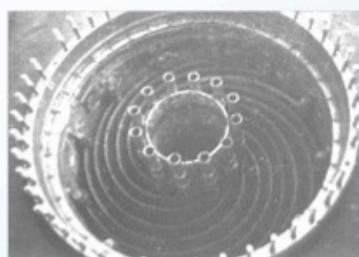
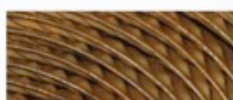
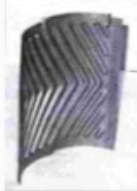
Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: применение на нефтегазодобывающих предприятиях

РАДИАЛЬНО-ТРУБНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ



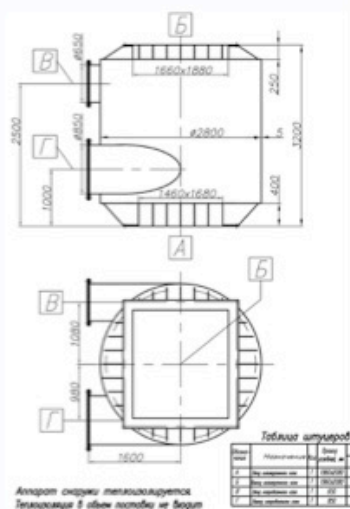
- Перепад температур **до 800 °С**
- Перепад давления **до 7 МПа**
- К теплопередачи **на 40-60% выше**
- Масса **в 1,5-4 раза меньше**
- Гидравлическое сопротивление **в 5-10 раз ниже**
- Стоимость **на 10-20% ниже**



Теплообменные аппараты являются основным видом оборудования для нагрева, охлаждения и рекуперации тепла потоков флюидов. В настоящее время наиболее распространены кожухотрубчатые и пластинчатые теплообменные аппараты. Недостатками трубчатых теплообменников относятся высокое гидравлическое сопротивление и низкий коэффициент теплопередачи, малые допустимые перепады температур рабочих потоков, малая удельная площадь теплообмена и большая масса, низкая надежность из-за высоких температурных напряжений, интенсивной коррозии и склонности к загрязнениям. Пластинчатые теплообменники характеризуются высокими коэффициентами теплопередачи и имеют лучшие массо-габаритные характеристики, однако им присуще высокое гидравлическое сопротивление, наличие застойных зон и склонность к загрязнениям, а также высокая стоимость.

От большинства указанных недостатков свободны теплообменники с температурно-разгруженными теплообменными элементами, например, радиально-спирального типа, уже 15 лет выпускающиеся рядом предприятий России]. Они сочетают в себе высокие коэффициенты теплопередачи и низкое гидравлическое сопротивление, компактны и легки, допускают перепады температур рабочих потоков в нескольких сотен градусов и перепад давлений между средами до 7 МПа, обладают высокой надежностью из-за низких температурных напряжений, малой интенсивности коррозии и отсутствию склонности к загрязнениям. Эти теплообменники дешевле и кожухотрубчатых или пластинчатых теплообменных аппаратов и применимы для любых типов флюидов – потоков газов, жидкостей, суспензий и т.п.

РАДИАЛЬНО-ТРУБНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ



NN	Наименование	Ед. изм.	Величина	
			охлаждаемая среда	нагреваемая среда
1	Мощность	кВт	2 585	
2	Среда		газ	газ
3	Расход	м ³ /ч	30870	16008
4	Давление(абс) - расчетное - рабочее	МПа	0,1 0,032	0,1 0,051
5	Потеря давления	кПа	0,7	0,4
6	Температура - вход - выход	°C	700 320	51 450
7	Поверхность теплообмена	м ²	205	
8	Высота аппарата (с опорой)	мм	3 200	
9	Диаметр корпуса аппарата (внутренний)	мм	2 800	
10	Диаметр патрубков - вход - выход	мм	1460x1680 1660x1880	650 850
11	Материал - теплообменных элементов - корпуса		10X17H13M2T 10X17H13M2T	
12	Масса аппарата	кг	4 500	

В качестве примера можно привести рекуперационный теплообменник – воздухоподогреватель печи сжигания отходов, работающего в агрессивной среде в присутствии паров HBr. Обращает на себя внимание низкое гидравлическое сопротивление по обоим газовым трактам (0,4-0,7 кПа), большой перепад температур потоков в аппарате $\Delta T \approx 650$ °C, малые габариты и масса, а также возможность работы в агрессивной среде. Основным недостатком радиально-спиральных теплообменников является большая трудоемкость изготовления, включающего штамповку и сварку пластин теплообменных элементов, опрессовку отдельных теплообменных элементов и ручные операции приварки теплообменных элементов к коллекторам.

РАДИАЛЬНО-ТРУБНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Теплообменники, адсорберы, реакторы,
фракционирующие аппараты



Партнеры:
ФГБОУ УГАТУ

В АИТ НГ «Интех» разработаны радиально-пластинчатые, радиально-трубные и радиально-сильфонные теплообменные аппараты, конструкция которых позволяет максимально автоматизировать технологию изготовления, исключая операции штамповки, при этом сохраняя преимущества аппаратов радиально-спиральной конструкции и снимая большинство ограничений по расходам, давлениям и температурам флюидов, присущих традиционно применяемым теплообменным аппаратам кожухотрубного, пластинчатого, витого и других типов.

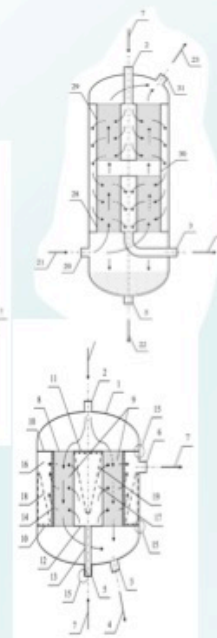
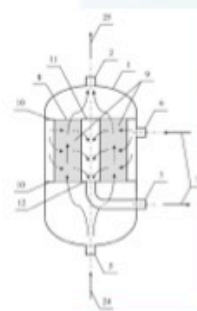
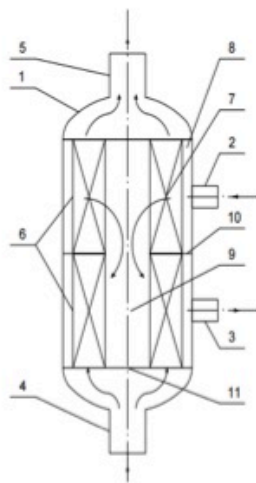
Теплообменный аппарат радиально-трубной конструкции представляет собой цилиндрический корпус, в котором вдоль оси установлены теплообменные блоки с теплообменными поверхностями, сформированными из теплообменных элементов, образующими щелевые каналы для потоков теплообменных сред - радиальные и аксиальные.

На слайде показана трехмерная модель последовательности сборки блока теплообменных элементов и собранный блок.

Разработанные аппараты могут быть использованы и для осуществления массообменных процессов (адсорбция, абсорбция, фракционирование) и применены в качестве тепломассообменных аппаратов, таких как адсорберы, абсорберы, пленочные ректификационные колонны, а также в качестве изотермических каталитических реакторов.

РАДИАЛЬНО-ТРУБНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Радиально-сильфонные аппараты



Теплообменный аппарат содержит корпус 1 с патрубками 2, 3 подвода и отвода одного флюида и 4, 5 – другого флюида, соответственно. В корпусе 1 установлены два (условно) блока 6, сформированных из вертикальных, примыкающих друг к другу полых тепломассообменных элементов 7, образующих кольцевой ряд вокруг вертикальной оси корпуса, образующих периферийный 8 и центральный 9 распределительные коллекторы. Между смежными блоками 6 поочередно в периферийном 8 и центральном 9 распределительных коллекторах установлены перегородки 10 и 11, которые обеспечивают поворот радиальных потоков флюида. При переходе из одного блока в другой вращательное движения потока флюида отсутствует из-за направления выходных/входных отверстий элементов по нормали к цилиндрической образующей центрального распределительного коллектора. Особенности радиально-трубных теплообменников являются:

- возможность проведения теплообмена газовых и жидкостных потоков в любом сочетании с тепловой мощностью до 15 МВт в одном аппарате;
- низкое гидравлическое сопротивление потоков теплоносителей (не более 2 кПа для газов и не более 20 кПа для жидкостей);
- возможность проведения теплообмена в широком диапазоне температур (от минус 200°C до плюс 1000°C) и давлений (от вакуума до 30 МПа);
- высокий коэффициент теплопередачи (более, чем в 1,5 раза выше, чем у кожухотрубчатых теплообменников);
- компактность (удельная площадь теплообменных поверхностей до 700 м²/м³ объема теплообменника),

- низкая металлоемкость (в 1,5 – 4 раза меньше, чем у кожухотрубчатых теплообменников).

Разработаны и верифицированы методики тепловых, гидравлических и прочностных расчетов.

Разработка защищена патентами RU 2619431, RU 2619432, RU 2621189.

Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение

RU 2015135772, RU 2016110559, RU 2017112465, RU 2017112466, RU 2017108576.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: создание экспортно-ориентированного производства на машиностроительных предприятиях



БЛОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Мультифазные насосные станции

Деаэрационные установки

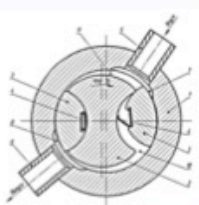
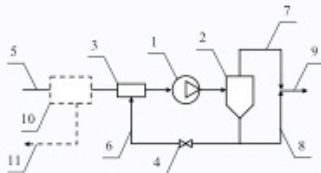
Блоки весового дозирования реагентов повышенной точности и надежности

Установки подготовки топливного газа

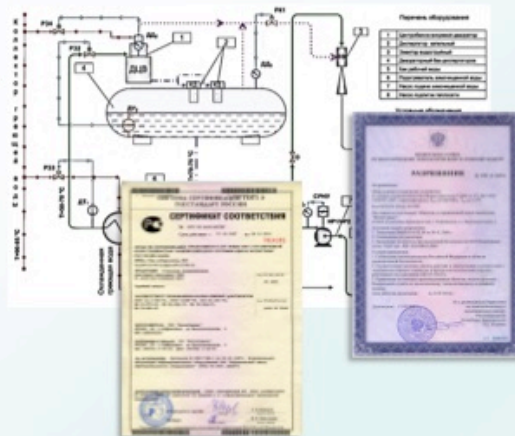
Установки слива сжиженных углеводородов газов и дегазации емкостей

Установки улавливания легких фракций

Мультифазные насосные станции



Деаэрационные установки



- Стоимость насосного агрегата **в 3-10 раз ниже**
- Содержание газа **до 99,5%**

- Остаточное содержание кислорода **меньше 20 мкг/л (до 3 мкг/л)**

37

Разработаны основные проектные решения по мультифазным насосным и компрессорным станциям (МФНС, МФКС), конструкция которых позволяет эффективно решать задачи транспортирования многофазных сред, например, при однотрубной внутрипромысловой транспортировке продукции скважин.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

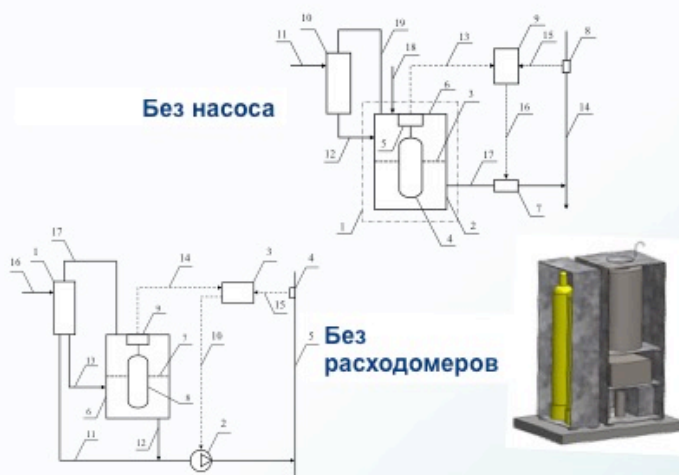
Предложения: проведение опытно-промышленных испытаний МФНС на нефтегазодобывающих предприятиях, освоение производства МФН и МФНС

Деаэрационные установки, производимые одним из предприятий ГК "Интех", компанией "Интехсервис" компактны, недороги и обеспечивают достижение нормативных показателей по содержанию растворенного кислорода в технологических водных потоках (5-20 мкг/л) в области производительности 10-110% и требуют минимальных энергоресурсов.

Предложения: применение на предприятиях энергетического комплекса

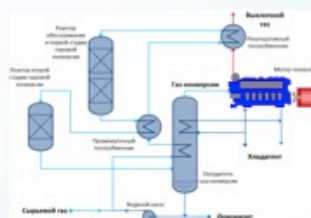
БЛОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Блоки весового дозирования реагентов



- Производительность **0,01 – 100 л/час**
- Точность дозирования **1,5 – 5%**

Установки подготовки топливного газа



- Метановый индекс **90 - 110**

38

Разработан широкий спектр модификаций безрасходомерных и безнасосных (для расходов до 10 л/час) дозирующих систем, основанных на принципе непрерывного весового дозирования жидких и газообразных реагентов (одоранты, присадки, антикоррозионные добавки и т.п.) в потоки флюидов. Обеспечивает заданную точность дозирования (1-2,5% отн.) в интервале расходов 10-110% от номинала.

Предлагаемые дозирующие системы компактны, надежны и имеют себестоимость на 30-50% ниже аналогов. Полностью исключены импортные комплектующие.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: создание совместного импортоориентированного производства

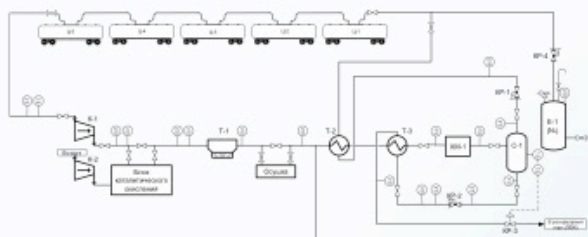
Блоки подготовки топливного газа позволяют получать из некондиционных жирных газов (ПНГ, газы стабилизации) топливный газ для энергоустановок в энергетике и на транспорте. По технико-экономическим параметрам значительно превосходят зарубежные аналоги.

Предложения: применение на нефтегазодобывающих предприятиях

БЛОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Установки слива сжиженных углеводородов газов и дегазации емкостей

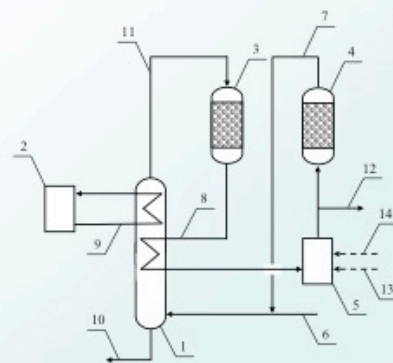
Вариант: с продувкой азотом



Вариант: без использования азота

- **Исключение** выбросов углеводородов
- Содержание $O_2 < 1\%$, $C_nH_m < 0,2\%$

Установки улавливания легких фракций



- **Исключение** выбросов углеводородов в атмосферу

Разработаны основные технические решения для установок слива СУГ и дегазации вагон-цистерн и емкостей при их обследовании и ремонте или при замене продукта. Технология обеспечивает возврат не менее 95% остаточных СУГ при полном отсутствии выбросов углеводородов в атмосферу. Разработаны варианты технологии с использованием продувочного азота и с использованием для продувки инертного газа, получаемого на установке путем каталитического окисления части остаточных СУГ (смесь 80% азота и 20% углекислого газа). Обеспечивается содержание углеводородов в дегазированных емкостях не более 0,2% и кислорода не более 0,5%.

Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение RU 2017125386, RU 2017132633, RU 2017132635, RU 2017138024.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа «Интех». Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: применение на предприятиях нефтегазового комплекса

Разработаны основные технические решения для установок улавливания паров легких углеводородов фракций, не требующие компримирования или использования абсорбентов. Улавливание ЛФ осуществляют путем дефлегмации охлажденных газов больших и малых дыханий с последующей адсорбцией и/или каталитическим дожигом остаточных углеводородов.

Обеспечивается полное отсутствие выбросов углеводородов в атмосферу.

Разработка защищена патентами RU 2536216, RU 2623001, RU 2634456. Подана заявка на получение патента РФ на изобретение RU 2017138028.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа «Интех». Имеется возможность совместного патентования.

Предложения: применение на предприятиях нефтегазового комплекса

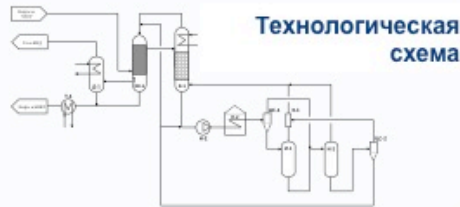


ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

- 1. Термическая доподготовка парафинистых нефтей к трубопроводному транспорту**
- 2. Замкнутая технология отдувки сероводорода и легких меркаптанов из нефти**
- 3. Бескомпрессорная модернизация установок комплексной подготовки газа на этапе падающей добычи**
- 4. Бездетандерное глубокое извлечение углеводородов C₂+**

ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Установка термической доподготовки парафинистых нефтей



План
расположения
оборудования
УТДН 1 млн т/год

	0	6	9	11	21	18
0	Медиа-Ал	Восток-обсерватория	Медиа-Ал		Медиа-Ал порт-Ал	Медиа-Ал порт-Ал
1	Патристическая школа					
6	Медиа-Ал	Медиа-Ал				
9	Медиа-Ал				Медиа-Ал порт-Ал	Медиа-Ал порт-Ал
11	Медиа-Ал					
18	Медиа-Ал				Медиа-Ал порт-Ал	Медиа-Ал порт-Ал

Отдувка сероводорода и легких меркаптанов из нефти



- Снижение вязкости **до 15-50 сПз**
 - Снижение температуры застывания **до 0 +5°C**
 - Отсутствие отходов
 - Исключение загрязнения атмосферы
- 41

Технология термической доподготовки высоковязких парафинистых (в некоторых случаях и смолистых) нефтей является упрощенным промышленным вариантом висбрекинга и основана на мягком термическом крекинге фракции 360-540 °С, содержащей основное количество твердых парафинов. Технология отличается отсутствием печного нагрева остаточной фракции и исключением опасности коксования.

Достигаемый интервал вязкости 15-50 сСт, температуры застывания – до -5 – +5 °С.

Получено разрешение ПАО "Транснефть" на транспортировку термически доподготовленной нефти.

Разработаны основные технические решения для платформенной установки для подготовки парафинистой нефти на шельфовом месторождении Каспия мощностью 1 млн. т/год, размещаемой на площади 15х20 м. Вес оборудования 700 т.

Разработка защищена патентами RU 2470213, RU 2550232, RU 2550845. Поданы заявки на получение патентов РФ на изобретение RU 2017133897, RU 2017133895, RU 2017133894, RU 2017133892.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех"

Предложения: применение на предприятиях нефтегазового комплекса для подготовки тяжелых нефтей к транспорту.

Разработана эффективная безотходная технология отдувки сероводорода и легких меркаптанов из нефти. Технология не требует использования продувочного газа со стороны.

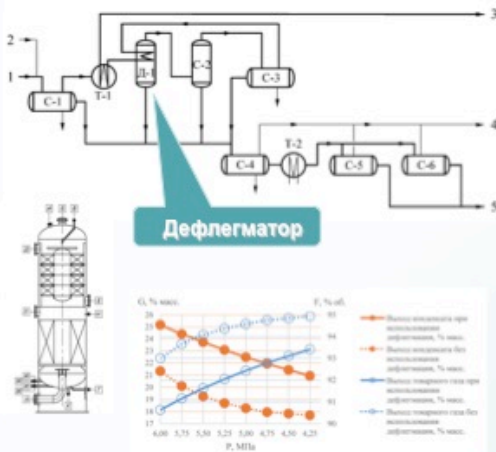
Разработка защищена патентами RU 2501594, RU 2510640, RU 2624625.

Лицензиар: Асоциация инженеро̀в-техноло̀гов нѐфти и га̀за "Интех»

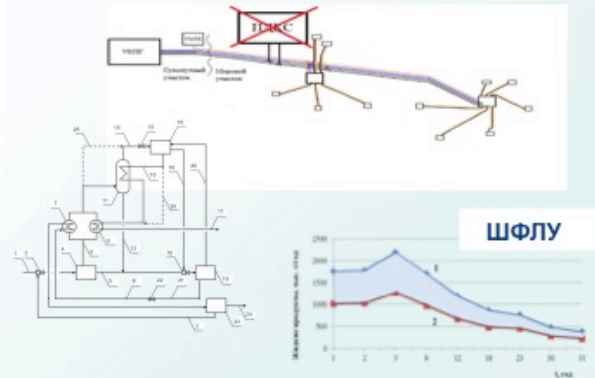
Предложения: применение на предприятиях нефтегазового комплекса для подготовки нефти.

ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Бескомпрессорная модернизация УКПГ на этапе падающей добычи газа



Бездетандерное глубокое извлечение углеводородов C_{2+}



➤ Продление эксплуатации ГKM **не 15-25 лет**

➤ Коэффициент извлечения C_{2+} **91-92%**

Низкотемпературная сепарация (НТС) широко используется при подготовке природного газа к транспорту. Технология заключается в ступенчатой сепарации газожидкостной смеси с применением низких температур на последней ступени сепарации и рекуперацией холода, получаемых за счет эффекта Джоуля-Томсона при редуцировании сырьевого газа. При падении давления в ходе эксплуатации месторождения требуется ввод дожимной компрессорной станции (ДКС) и месторождение вступает в период компрессорной эксплуатации. Строительство и эксплуатация ДКС связаны со значительными затратами, поэтому продление периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения имеет важное экономическое значение. Предложена усовершенствованная технология НТС, в которой применяются элементы фракционирования (дефлегмации) на стадии промежуточной сепарации, имеющая высокую эффективность при подготовке газа при низком перепаде давления и позволяющая исключить необходимость строительства ДКС.

Дефлегмация газа происходит за счет его охлаждения, конденсации при этом тяжелых углеводородных компонентов и массообмена между стекающей пленкой флегмы и восходящим потоком газа. В процессе дефлегмации газ обогащается легкими компонентами, а флегма – тяжелыми. Результатом этого является снижение массообменной нагрузки на стадию НТС, что позволяет эффективно готовить газ при низком перепаде давления, а также увеличить выход стабильного газового конденсата.

Разработка защищена патентами РФ: RU 2543867, RU 2544648, RU 2567297, RU 2567296, RU 2565240, RU 2576300, RU 2598882, RU 2624710, RU

2576297, RU 2585809, RU, RU 2609175, RU 2617153, RU 2600339, RU 2600338, RU 2603367, RU 2607394, RU 2625846, RU 2609170, RU 2608392, RU 2609173, RU 2624656, RU 2624652, RU 2616941, RU 2622926, RU 2637517, RU 2635147.

Лицензиар: Ассоциация инженеров-технологов нефти и газа "Интех".

Реализация разработанной технологии дает большие преимущества при освоении шельфовых месторождений газа. Так, на примере Южно-Кириного месторождения (Сахалин-3) показано, что применение новой технологии позволяет:

- исключить строительство подводной ДКС;
- получить за жизненный цикл месторождения (30 лет) 104 млрд куб. м товарного газа и 34 млн т ШФЛУ, что на 15 млн т больше по сравнению с проектной схемой подготовки газа (добавленная стоимость на внешних рынках – около \$7,3 млрд);
- исключить сжигание факельных газов, за счет чего значительно снизить экологическую нагрузку на окружающую среду;
- извлекать в среднем 91-92 % масс. C_{2+B} (>99,5% масс. C_{3+B}).



Приглашаем к сотрудничеству

КОНСОРЦИУМ ГУП ИНХП РБ - АИТ НГ «ИНТЕХ» - ГК «ВОКЭНЕРГОМАШ»

Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Инициативная, 12
Телефон/факс +7 (347) 242-25-11, факс +7 (347) 242-24-73
E-mail: inhp@inhp.ru