



АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

## АО «ВНИИУС»

ВОЛЖСКИЙ  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Основан в 1965 г. как головной Всесоюзный НИИ  
в области балансов и технологий производства  
и переработки легкого углеводородного сырья



ТЕХНОЛОГИИ, КАТАЛИЗАТОРЫ  
И ОБОРУДОВАНИЕ  
ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ И ОЧИСТКИ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
ОТ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ

# Деловые и научные связи ВНИИУС



ВНИИУС разработал высокоэффективные технологии очистки углеводородного сырья и сточных вод от сернистых соединений, запатентован первый в мире процесс очистки нефти от низкомолекулярных меркаптанов, налажено производство высокоэффективных катализаторов для процессов серочистки, а также чистых углеводородов  $C_1-C_6$  для метрологии. Институт имеет лицензию на технологические расчеты UK/DM 2946 и аттестат аккредитации испытательного центра № RA, RU21 НП 39.

АО ВНИИУС является коллективным членом технического комитета по стандартизации и метрологии ТК-52 «Природный и сжиженные газы».

# Направления деятельности

- Разработка технологий:
  - сероочистки нефти, газоконденсатов, сжиженных газов, попутных нефтяных газов;
  - промышленной подготовки нефти;
  - газофракционирования;
  - обезвреживания сернисто-щелочных стоков
- Разработка, изготовление катализаторов сероочистки углеводородного сырья
- Разработка и внедрение газохроматографических методик анализа
- Изготовление и поставка сорбентов, катализаторов и колонок для газовой хроматографии
- Пуско-наладочные работы и техническое обслуживание газохроматографического оборудования
- Поставка газохроматографического оборудования для решения конкретных аналитических задач
- Изготовление поверочных газовых смесей широкого спектра состава и концентраций для метрологических целей, имеющих статус государственных стандартных образцов
- Исследование свойств нефтей, нефтепродуктов и газов в аккредитованном испытательном центре
- Разработка нормативной документации на продукцию нефтегазопереработки
- Анализ ресурсной базы, состояния и перспектив использования углеводородного сырья
- Разработка нормативов технологических потерь и норм расхода топлива в нефтепереработке



## ВНИИУС предлагает широкий спектр услуг

- Обследование установок, анализ производства и потребления, ресурсов и рынков сбыта легкого углеводородного сырья на нефтеперерабатывающих, нефтехимических заводах, нефтепромысловых объектах
  - Анализ и исследование нефтей и нефтепродуктов по ГОСТ и ASTM
  - Разработка и поставка блочных комплексных установок сероочистки и газофракционирования «под ключ»
  - Авторский надзор при проектировании, пуске и эксплуатации установок
- По желанию заказчика внииус осуществляет квалифицированный отбор проб и их анализ, разработку технического задания для проектирования, берет на себя выполнение проектных, пуско-наладочных работ и обучение персонала основам технологий сероочистки и газоразделения УВС.
- При разработке и поставке установок «под ключ» ВНИИУС сотрудничает с ведущими российскими проектными организациями (ОАО «ВНИПИнефть», ООО ИВЦ «Инжехим», «Самарнефтехимпроект») и зарубежными фирмами (Chevron, SACS, RIPI, Merichem, Propak System, Linde), с которыми имеет соответствующие соглашения.

Номенклатура нашей научно-технической продукции постоянно пополняется и обновляется с учетом требований заказчика.

Мы создали эффективные технологии сероочистки и готовы разработать рекомендации для новых процессов и усовершенствовать действующие установки с использованием оборудования Вашего предприятия.

**Мы всегда открыты для делового сотрудничества. Доверьте Ваши проблемы нам, и мы решим их!**





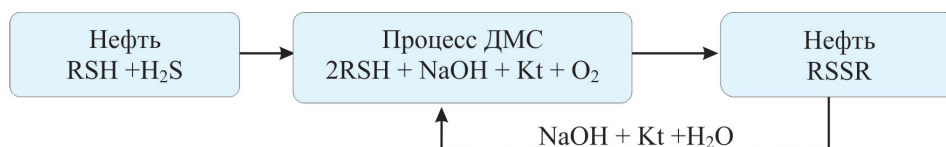
# Процессы демеркаптанизации нефтей и газоконденсатов ДМС-1, ДМС-1М, ДМС-1МА, ДМС-2, ДМС-3

## Область применения

Очистка нефтей и газоконденсатов от токсичных низкомолекулярных меркаптанов  $C_1-C_4$  до остаточного содержания суммы метил- и этилмеркаптанов не более 20 ppm и сероводорода — менее 5 ppm.

## Химизм процессов

Низкомолекулярные меркаптаны  $C_1-C_4$  окисляются до дисульфидов, а сероводород до сульфатов и тиосульфатов кислородом воздуха в присутствии фталоцианинового катализатора ИВКАЗ в водно-щелочном растворе по реакции:



**Технология позволяет очищать сырье (в зависимости от требований заказчика):**

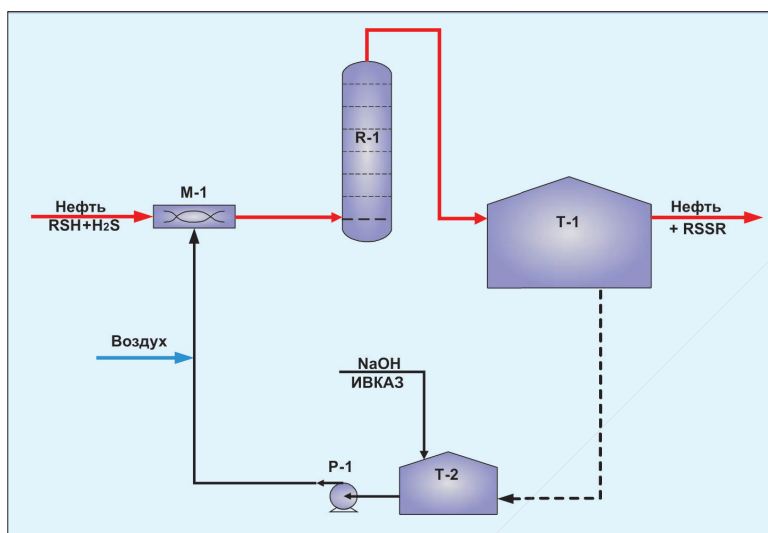
- От меркаптанов  $C_1-C_2$  (одноступенчатая очистка до 10 ppm) — процесс ДМС-1
- От меркаптанов  $C_1-C_4$  (двухступенчатая очистка до 30 ppm) — процесс ДМС-3

Для очистки от меркаптанов тяжелых нефтей, образующих стойкие эмульсии со щелочным раствором, предлагаем процесс ДМС-1М.

## ПРОЦЕСС ДМС-1М (ДМС-1МА)

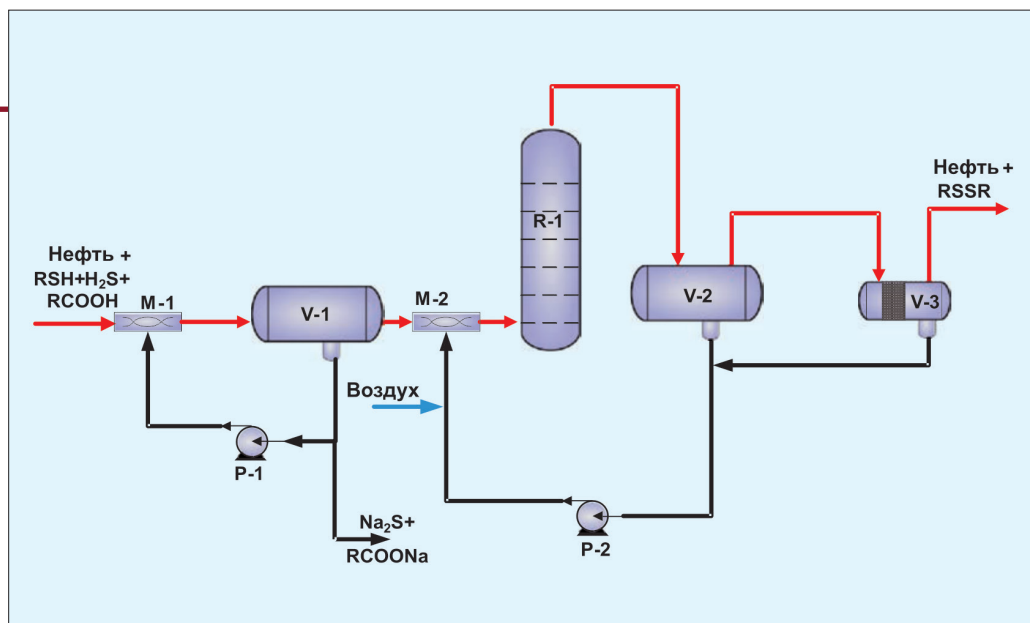
Внедрен впервые на ОАО «Актобемунайгаз» в 2001 г. и ПАО «Татнефть» в 2005 г.

Для очистки тяжелых нефтей от сероводорода предлагаем процесс ДМС-1МА с использованием водно-аммиачного раствора катализатора ИВКАЗ, в присутствии которого сероводород окисляется до элементарной серы. Преимущество процесса — низкие эксплуатационные затраты. Процесс очистки нефти от сероводорода ДМС-1МА внедрен на НГДУ «Нурлатнефть» в 2005 г.



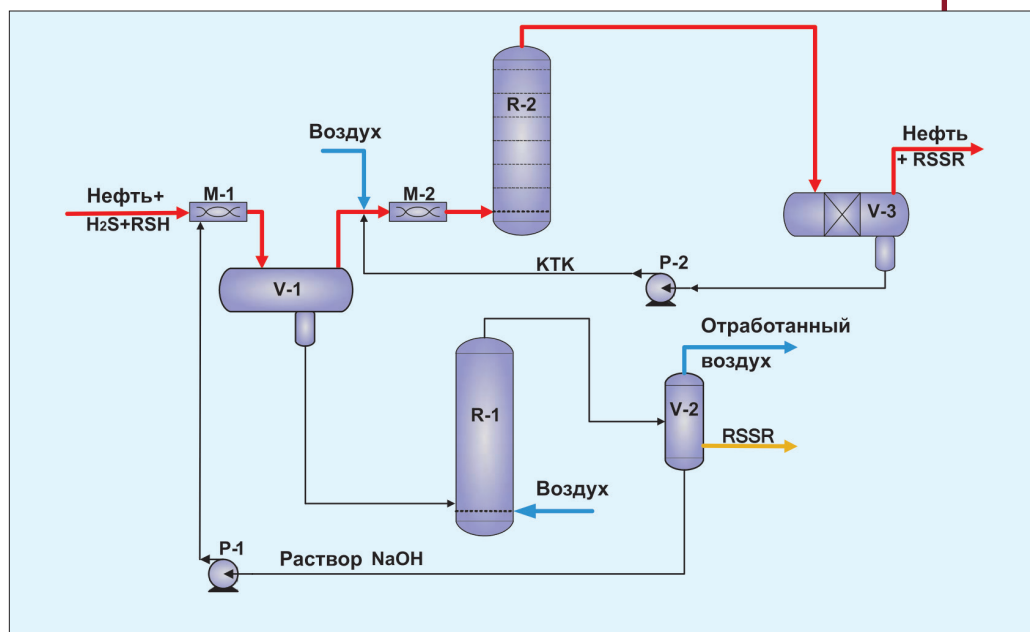
## ПРОЦЕСС ДМС-1

Внедрен впервые на сп «Тенгизшевройл» в 1995 г.



## ПРОЦЕСС ДМС-3

Внедрен впервые на оренбургском гпз в 2000 г.

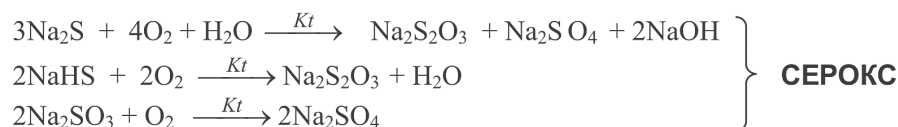
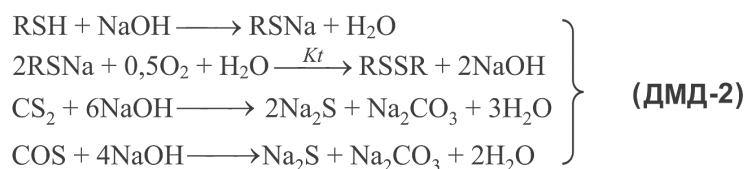
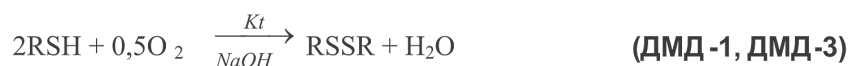


# Процессы очистки нефтепродуктов и сточных вод от сернистых соединений (ДМД, СЕРОКС)

## Область применения

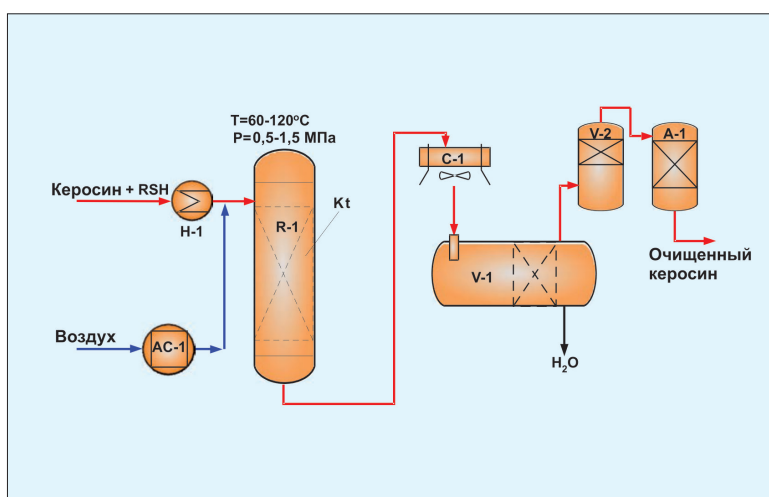
- Очистка бензина, керосина и дизельного топлива от меркаптанов — процессы ДМД-1, ДМД-3
- Очистка легкого углеводородного сырья (фр. C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>) от H<sub>2</sub>S + RSH + COS + CS<sub>2</sub> — процесс ДМД-2
- Адсорбционная доочистка пропана и бутана с доведением качества до норм евростандарта EN-589
- Очистка бензинов и газоконденсатов с выделением одоранта (смеси меркаптанов C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub>) — процесс ДМД-2 «Одорант»
- Очистка пентан-гексановой фракции от меркаптанов и диметилсульфида — процесс ДМД-4
- Очистка сточных вод от токсичных сернистых соединений (NaSH + Na<sub>2</sub>S + RNa + Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>) — процесс СЕРОКС

## Химизм процессов:



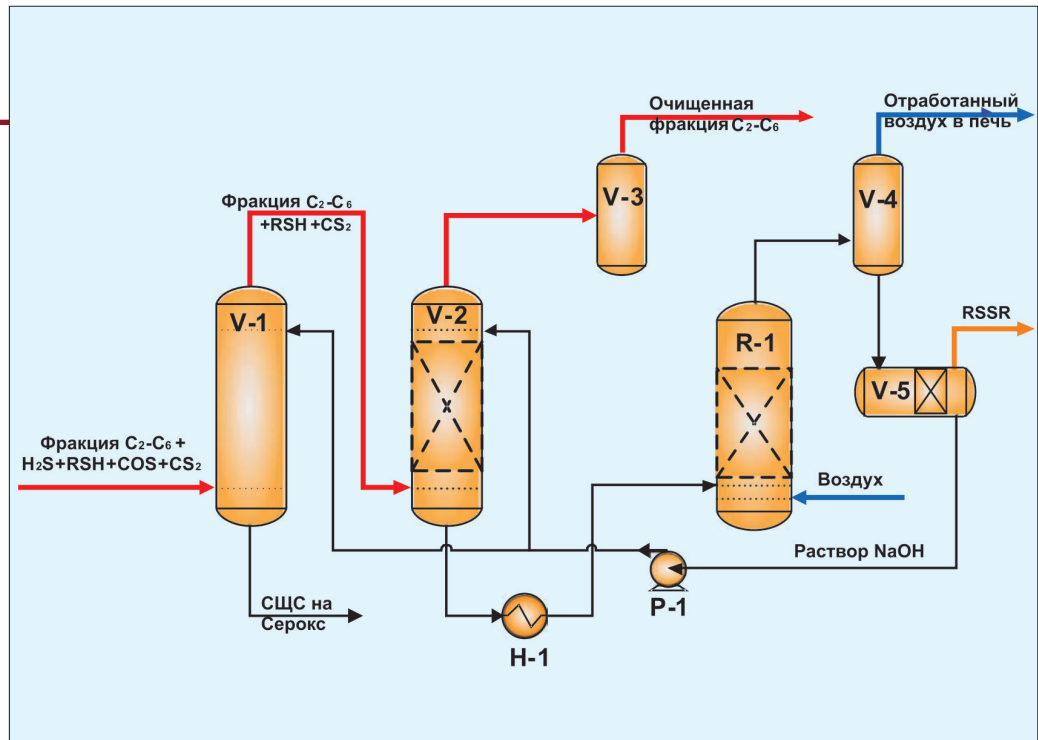
## ПРОЦЕСС ДМД-1

Внедрен впервые на Куйбышевском НПЗ в 2000 г.



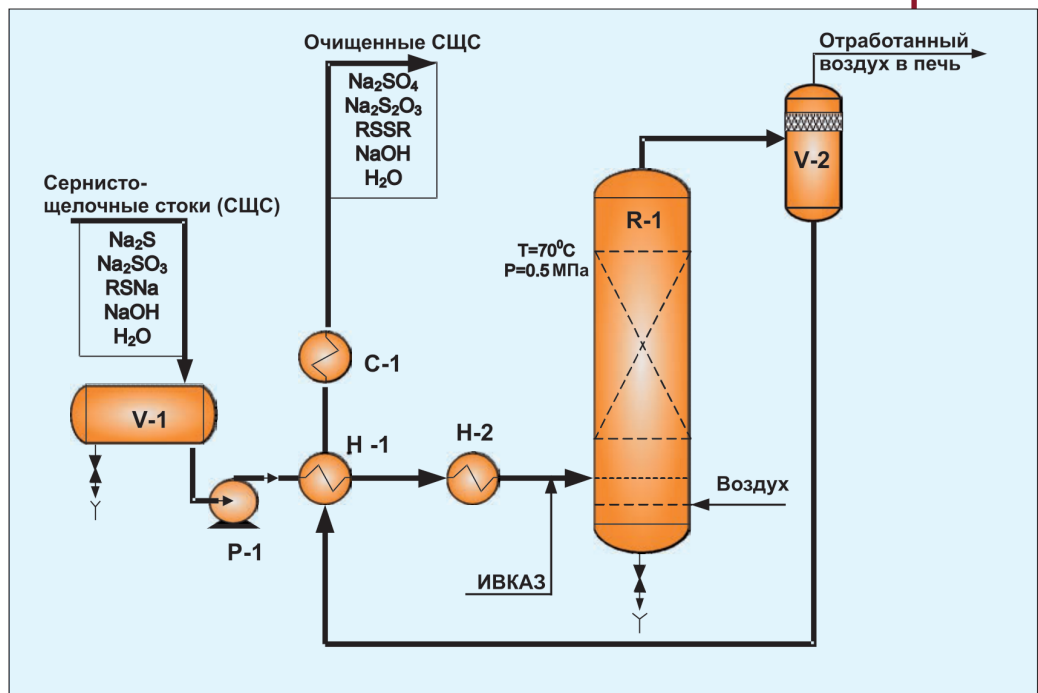
## ПРОЦЕСС ДМА-2

Внедрен впервые на Куйбышевском НПЗ в 2000 г.



## ПРОЦЕСС СЕРОКС

Внедрен впервые на Рязанском НПЗ в 1991 г.





# СТАНДАРТНЫЕ ОБРАЗЦЫ ОСНОВА ТОЧНОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ АНАЛИТИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

ВНИИУС выпускает чистые углеводороды и поверочные газовые смеси, в т.ч. многокомпонентные, в широком диапазоне концентраций.



1. Чистые углеводороды. Метан, этан, пропан, изобутан, н-бутан, этилен, пропилен, изобутан, α-бутилены, β-бутилены, аллен, метилацетилен.

2. Поверочные газовые смеси. Выпускаются бинарные и многокомпонентные смеси углеводородов, сероорганических (сероводорода, метил- и этилмеркаптанов) и неорганических соединений в азоте,

гелии, аргоне, воздухе и в других газах. Диапазон объемной доли компонентов в смеси — (0,0005–99)%. Смеси выпускаются в 1, 2, 4, 5, 10, 40-литровых баллонах (ВНИИУС или Заказчика).

Срок выполнения заказа — 2–5 недель, в зависимости от сложности.

Чистые углеводороды и газовые смеси предназначены для градуировки и поверки анализаторов, контроля качества выпускаемой продукции, метрологической аттестации аналитических методик.

Область применения предприятия нефтеперерабатывающей, нефтехимической, нефтяной и газовой промышленности, экология, энергетика, медицина.



Смеси выпускаются в соответствии со свидетельством о регистрации разрядного рабочего эталона № РЭ 154-1-42-2013.

# НАШИ ОСНОВНЫЕ ВНЕДРЕНИЯ

## сероочистка углеводородного сырья и сточных вод

### 1. ДМС-1 процесс (установка демеркаптанизации тенгизской нефти)

Казахстан, СП «Тенгизшевройл»

В эксплуатации с 1995 г. (первая линия), 1996 г. (вторая линия).

Производительность 2 x 4 млн.т/г (2 x 80 000 барр/сут.),

после реконструкции в 1999 г. — 2 x 6 млн.т/г (2 x 120 000 барр/сут)

Катализатор — ИВКАЗ

Содержание меркаптановой серы (метиа- и этил меркаптаны):

— до очистки — 0.026-0.03% масс. (260–300 ppm)

— после очистки < 0.0005 % масс. (5 ppm)

Проект выполнен компанией «Bechtel Co.», Англия.

Установка построена компанией «Brown and Root Co.»

### 2. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации н-пентана)

Россия, Новокуйбышевская НХК

В эксплуатации с 1974 г.

Производительность — 120 000 т/г

### 3. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации фракции C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>)

Россия, ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»

В эксплуатации с 1975 г.

Производительность — 400 000 т/г

### 4. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации фракции C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>)

Россия, ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»

В эксплуатации с 1976 г.

Производительность — 600 000 т/г (19000 барр/сут).

### 5. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ББФ)

Россия, Куйбышевский НПЗ

В эксплуатации с 1977 г.

Производительность — 130 000 т/г

### 6. ДМД-2 ОДОРАНТ процесс

(демеркаптанизация газоконденсата с получением одоранта)

Россия, ООО «Оренбурггазпром»

В эксплуатации с 1983 г.

Производительность:

— по конденсату 600 000 т/г

— по производству одоранта — 3000 т/г

**7. ДМД-2 процесс** (демеркаптанализация ББФ и пентан-амиленовой фракции)

Россия, Рязанский НПЗ.  
В эксплуатации с 1985 г.  
Производительность — 125 000 т/г

**8. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанализации ББФ)

Литва, АО «Мажейкю НАФТА»  
В эксплуатации с 1990 г.  
Производительность — 220 000 т/г

**9. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Литва, АО «Мажейкю НАФТА»  
В эксплуатации с 1990 г.  
Производительность — 25 м<sup>3</sup>/час

**10. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Россия, Московский НПЗ  
В эксплуатации с 1990 г.  
Производительность — 30 м<sup>3</sup>/час

**11. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанализации ББФ)

Россия, Уфимский НПЗ  
В эксплуатации с 1991 г.  
Производительность — 220 000 т/г

**12. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Россия, Рязанский НПЗ  
В эксплуатации с 1991 г.  
Производительность — 20 м<sup>3</sup>/час

**13. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Казахстан, Павлодарский НПЗ  
В эксплуатации с 1991 г.  
Производительность — 25 м<sup>3</sup>/час

**14. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанализации ББФ)

Россия, Московский НПЗ  
В эксплуатации с 1992 г.  
Производительность — 220 000 т/г

**15. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанизации сжиженных газов)

Россия, ОАО «Астраханьгазпром»  
В эксплуатации с 1992 г.  
Производительность — 400 000 т/г

**16. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Россия, Омский НПЗ  
В эксплуатации с 1992 г.  
Производительность — 20 м<sup>3</sup>/час

**17. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Болгария, Бургаский НПЗ.  
В эксплуатации с 1994 г.  
Производительность — 5 м<sup>3</sup>/час

**18. Комлекс по демеркаптанизации** легких нефтяных фракций

Россия, Куйбышевский НПЗ  
В эксплуатации с 1996 г.:  
— **ДМД-2** установка очистки ПБФ мощностью 200000 т/г  
— **ДМД-2** установка очистки фракции C<sub>5</sub> мощностью 110000 т/г  
— **ДМД-3** установка очистки фракции C<sub>6+</sub> мощностью 310000 т/г  
— **Серокс-В** установка очистки сернисто-щелочных стоков  
мощностью 6 м<sup>3</sup>/час

**19. ДМД-4 процесс**  
(установка очистки изопентановой фракции от диметилсульфида)

Россия, Стерлитамак, АО «Каучук»  
В эксплуатации с 1996 г.  
Производительность — 25 000 т/г

**20. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Россия, Ярославский НПЗ  
В эксплуатации с 1999 г.  
Производительность — 20 м<sup>3</sup>/час

**21. ДМС-3 процесс** (установка демеркаптанизации газоконденсата)

Россия, Оренбург, ЗАО «ЮУПК»  
В эксплуатации с 2000 г.  
Производительность — 2 млн.т/г

**22. ДМД-1 процесс** (установка демеркаптанизации керосина)

Россия, Куйбышевский НПЗ  
В эксплуатации с 2000 г.  
Производительность — 310 000 т/г

- 23. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанизации ШФЛУ)  
Россия, Пермский НПЗ  
В эксплуатации с 2000 г.  
Производительность — 300 000 т/г
- 24. ДМД-4 процесс**  
(установка очистки изопентановой фракции от диметилсульфида)  
Россия, ЗАО «Новокуйбышевская химическая компания»  
В эксплуатации с 2000 г.  
Производительность — 40 000 т/г
- 25. ДМС-1М процесс** (установка демеркаптанизации нефти)  
Казахстан, CNPC «Актобемунайгаз»  
В эксплуатации с 2001 г.  
Производительность — 2,5 млн.т/г
- 26. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанизации ШФЛУ)  
Россия, Новокуйбышевская НХК  
В эксплуатации с 2002 г.  
Производительность — 150 000 т/г
- 27. ДМС-3 процесс** (установка демеркаптанизации газоконденсата)  
Литва, АО «Мажейкю НАФТА»  
В эксплуатации с 2002 г.  
Производительность — 700 000 т/г
- 28. ДМД-1 процесс** (установка демеркаптанизации керосина).  
Россия, Ухтинский НПЗ  
В эксплуатации с 2002 г.  
Производительность — 50 000 т/г
- 29. ДМС-1М процесс** (установка демеркаптанизации нефти)  
Казахстан, АО «Казахойл Актобе»  
В эксплуатации с 2002 г.  
Производительность — 2,5 млн.т/г
- 30. ДМС-2 процесс** (установка демеркаптанизации конденсата)  
Латвия, нефтебаза ЗАО «Стэна»  
В эксплуатации с 2003 г.  
Производительность — 150 м<sup>3</sup>/час
- 31. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанизации ББФ)  
Россия, Омский НПЗ  
В эксплуатации с 2003 г.  
Производительность — 150 000 т/г



**32. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанизации ПБФ)

Россия, Оренбургский ГПЗ  
В эксплуатации с 2003 г.  
Производительность — 550 000 т/г

**33. ДМС-2 процесс** (установка демеркаптанизации конденсата)

Россия, Таганрог, нефтебаза ОАО «Неклиновскнефтепродукт»  
В эксплуатации с 2004 г.  
Производительность — 150 м<sup>3</sup>/час

**34. ДМС-3 процесс** (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, АО «Казахойл Актобе»  
В эксплуатации с 2004 г.  
Производительность — 3300 т/сут

**35. ДМД-3 + ДМД-2 процессы**

(пилотная установка демеркаптанизации бензина и сжиженных газов)

Иран, Тегеран, Иранский научно-исследовательский институт  
нефтяной промышленности «RIPI»  
В эксплуатации с 2002 г.  
Производительность — 100 литров/час

**36. ДМС-1МА процесс**

(установка очистки тяжелой нефти от сероводорода и меркаптанов)

Татарстан, ОАО «Татнефть», НГДУ «Нурлатнефть»  
Пуск в 2005 г.  
Производительность — 4 900 т/сут

**37. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Белоруссия, Новополоцк, ОАО «НАФТАН»  
В эксплуатации с 2005 г.  
Производительность — 0,25 м<sup>3</sup>/час

**38. ДМС-1 процесс** (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, Актобе, компания КДО  
В эксплуатации с 2006 г.  
Производительность — 60 м<sup>3</sup>/час

**39. ДМД-2 процесс**

(установка демеркаптанизации фракции НК-70°С каткрекинга)

Россия, Нижнекамск, завод бензинов оао «Таиф-нк»  
В эксплуатации с 2007 г.  
Производительность — 300 000 т/г

**40. ДМД-2 процесс** (установка демеркаптанизации бутанов)

Болгария, Бургас, «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД»

В эксплуатации с 2007 г.

Производительность — 100 000 т/г

**41. Комплекс по демеркаптанизации** нефти и сжиженных газов

Иран, о.Харг, нефтехимическая компания KHARG

— **ДМД-2** установка очистки пропана мощностью 1 65000 т/г

— **ДМД-2** установка очистки бутана мощностью 1 65000 т/г

— **ДМД-3** установка очистки нефти мощностью 1 40000 т/г

— **Серокс-W** установка очистки сернисто-щелочных стоков мощностью 2000 т/г

В эксплуатации с 2009 г.

**42. ДМС-3 процесс** (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, г. Уральск, Чинаревское НГКМ, ТОО «ЖаикМунай»

В эксплуатации с 2008 г.

Производительность — 400 тыс. т/г

**43. ДМС-1 процесс** (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, Актыбинская обл., Компания «Каспий Нефть»

В эксплуатации с 2010 г.

Производительность — 1 500 т/сут

**44. ДМС-3 процесс** (установка демеркаптанизации газоконденсата)

Иран, Ассалуйя, Pars Oil and Gas Company (POGC)

Планируется ввод в эксплуатацию в 2019 г.

Производительность — три линии по 4 млн. т/г

Проект выполнен компанией «RIPI и PetroSina Aria»

**45. ДМД-2 ОДОРАНТ процесс**

(демеркаптанизация газоконденсата с получением одоранта)

Иран, Ассалуйя, Национальная Иранская Газовая Компания (NIGC)

Планируется ввод в эксплуатацию в 2018 г.

Производительность:

— по газоконденсату — 600 000 т/г

— по производству одоранта — 800 т/г

Проект выполнен Iranian Engineering & Develop Group, Тегеран

**46. Установка адсорбционной очистки** пропан-бутановой фракции для аэрозольных упаковок

Россия, РТ, Альметьевск, ПАО «Татнефть»

В эксплуатации с 2000 г.

Производительность — 10 000 т/г

Проект выполнен ПКО Управления «ТНГП»

**47. Установка этаноламиновой очистки** попутного нефтяного газа от сероводорода на Миннибаевской УСО

Россия, РТ, Альметьевск, ПАО «Татнефть»

В эксплуатации с 2004 г.

Производительность — 100 млн.м<sup>3</sup>/г

Содержание сероводорода:

— до очистки — 6% моль

— после очистки — < 20 ppm

Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань

**48. Установка этаноламиновой очистки** факельных газов от сероводорода

Россия, ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»

В эксплуатации с 2005 г.

**49. Установка этаноламиновой очистки** рефлюксов от сероводорода

Белоруссия, ОАО «НАФТАН»

В эксплуатации с 2006 г.

**50. Установка этаноламиновой очистки** ББФ от сероводорода

Россия, РТ, Нижнекамск, ОАО «ТАИФ-НК»

В эксплуатации с 2006 г.

**51. Установка этаноламиновой очистки** газов от сероводорода комплекса месторождения SMAGP

Сирия, Средне Южная обл.

В эксплуатации с 2009 г.

Производительность — 500 млн.м<sup>3</sup>/г природного газа.

Содержание сероводорода:

— до очистки — 0,25% моль

— после очистки — < 0,0005 % моль

**52. Установка этаноламиновой очистки** нефтезаводских газов и рефлюксов от сероводорода

Белоруссия, ОАО «НАФТАН»

В эксплуатации с 2010 г.

Производительность:

— по газам

на оба блока — 280 млн.м<sup>3</sup>/г

— по рефлюксам

прямогонным и гидрокрекинга — 328 000 т/г

УЗК — 62 800 т/г

Проект выполнен UNIS, a.s. (АО)

ИООО «УНИС нефтепроект»

**53. Установка очистки** нефти от сероводорода методом продувки углеводородным газом с блоком этаноламиновой очистки газа продувки

Россия, РТ, УПВСН-2 НГДУ «Нурлатнефть», УКПН Шешма  
Планируется ввод в эксплуатацию в 2015 г.

Производительность:

— по товарной нефти — 2,1 млн. т/г.

— по очищаемому газу — 10,6 млн.  $\text{нм}^3/\text{г}$ .

Проект выполнен ООО «Стандартнефтепроект», г. Казань

**54. Серокс-В процесс** (установка очистки сернисто-щелочных стоков)

Россия, Рязанский НПЗ

В эксплуатации с 2014 г.

Производительность — 90  $\text{м}^3/\text{час}$

**55. Установка сероочистки сжиженных углеводородных газов**

Беларусь, РУП ПО «Белоруснефть», Белорусский ГПЗ

В эксплуатации с 2014 г.

**Блок адсорбционной очистки пропановой фракции**

Производительность — 346 000 т/год

**Блок адсорбционной очистки бутановой фракции**

Производительность — 205 400 т/год

**Блок адсорбционной очистки сухого отбензиненного газа**

Производительность — 3 460 кг/час

**56. Установка очистки бутан-бутеновой фракции от меркаптанов**

Россия, Куйбышевский НПЗ

В эксплуатации с 2016 г.

Производительность — 300 000 т/год

**57. Реконструкция компрессорной установки сырого газа**  
в управлении «Татнефнегазопереработка»

Россия, РТ, Альметьевск, ПАО «Татнефть»

В эксплуатации с 2016 г.

Проект выполнен ООО «Технопроект КНХП», г. Новокуйбышевск

**58. Блок осушки газа** на Бавлинской установке очистки газа от сероводорода

Россия, г. Баваы, ПАО «Татнефть»

В эксплуатации с 2017 г.

Производительность по газу — 60 млн.  $\text{м}^3/\text{год}$

**59. Блок осушки газа на Миннибаевской установке сероочистки (МУСО)**

Россия, РТ, Альметьевск, ПАО «Татнефть»

В эксплуатации с 2016 г.

Производительность по газу — 200 млн. м<sup>3</sup>/год

Проект выполнен ООО «Технопроект КНХП», г. Новокуйбышевск

**60. Блок аминовой очистки Иргизского ГПЗ —**

замена импортного абсорбента (дигликольамин)

на отечественный — мелилдиэтаноламин

Россия, п. Глушица, ОАО «Татнефть-Самара»

В эксплуатации с 2017 г.

Производительность по газу — 42 млн. м<sup>3</sup>/год.

**61. Разработаны базовые проекты технологии и выполнены рабочие проекты установок:**

— очистка газов УЗК от сероокиси углерода и меркаптанов (Омский НПЗ);

— очистка газов УЗК от сероокиси углерода и меркаптанов (ОАО «Танеко», ПАО «Татнефть»);

— очистка сжиженных газов ЭЛОУ-АВТ от меркаптанов (Омский НПЗ)





# ПОДГОТОВКА НЕФТИ, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОФРАКЦИОНИРОВАНИЕ

## 1. **Технология бескомпрессорного извлечения легких углеводородов из нефти**

На высокопроизводительных установках АВТ и комплексах АК-бу в городах Уфа, Москва, Кириши, Нижнекамск, Омск, Кстово, Ачинск, Новокуйбышевск, а также на предприятиях республики Беларусь, Украины, Казахстана, Литвы — всего более 20 установок.

В эксплуатации с 1971 г.

## 2. **Реконструкция секции газофракционирования установки ГО-4**

Россия, г. Салават

В эксплуатации с 1980 г.

## 3. **Установка комплексной подготовки нефти (УКПН) ОАО «Татнефть»**

Период реконструкции — 1982–2005 г.г.

Производительность — 1,8–3,3 млн. т/г.

## 4. **Реконструкция секции газофракционирования в комплексах АК-бу, Г-43-107, КТ-1**

Московский, Павлодарский, Уфимский, Мажейкяйский, Мозырский НПЗ

В эксплуатации с 2000 г.

## 5. **Реконструкция секции С-100 (АТ) Елховской НПУ ОАО «Татнефть»**

Россия, РТ, г. Альметьевск, ОАО «Татнефть»

В эксплуатации с 2001 г.

Производительность — 500 000 т/г.

Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань

## 6. **Установка подготовки нефти (УПН) ООО «Иркутская нефтяная компания»**

Россия, Иркутская область, Ярактинское нефтяное месторождение

В эксплуатации с 2004 г.

Производительность — 800 000 т/г по готовой нефти.

Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань

## 7. **Установка подготовки нефти (УПН) ЗАО «Богородскнефть»**

Россия, г. Саратов

В эксплуатации с 2006 г.

Производительность — 400 000 т/г по готовой нефти.

Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань

**8. Устанoвка подготовки нефти (УПН) ОАО «Удмуртнефть»**

Россия, Республика Удмуртия, г. Воткинск  
В эксплуатации с 2008 г.  
Производительность — 1 400 000 т/г по готовой нефти.  
Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань

**9. Устанoвка подготовки нефти (УПН) НГДУ «Сулеевнефть»**

Россия, РТ, г. Ааьметьевск, ОАО «Татнефть»  
В эксплуатации с 2009 г.  
Производительность — 1 000 000 т/г по готовой нефти.  
Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань

**10. Секция выделения бензола из стабильного катализатора риформинга для получения товарного бензина с содержанием бензола не более 1% на Елховской НПУ ОАО «Татнефть»**

Россия, РТ, г. Ааьметьевск  
В эксплуатации с 2012 г.  
Производительность — 47 700 т/г катализата.  
Проект выполнен ОАО «Технопроект КНХП», г. Новокуйбышевск

**11. Устанoвка ЭЛОУ-АВТ-2 (техническое перевооружение для повышения производительности по нефти)**

Россия, г. Тюмень, ОАО «Антипинский НПЗ»  
В эксплуатации с 2013 г.  
Производительность — 3,3 млн. т/г  
Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань

**12. Реконструкция установки подготовки нефти ОАО «Удмуртнефть»**

Россия, Удмуртия, ОАО «Удмуртнефть», месторождение Киенгоп  
В эксплуатации с 2013 г.  
Производительность:  
— по эмульсии ЦДНГ-1 — 6 787 тыс. м<sup>3</sup>/г,  
— по эмульсии ЦДНГ-2 — 1737 тыс. м<sup>3</sup>/г.  
Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань

**13. Комплексная установка первичной переработки нефти, получения битума и блока печей дожига газов окисления (научно-техническое перевооружение)**

Россия, г. Сургут, ОАО «Сургутнефтегаз»  
В эксплуатации с 2013 г.

**14. Устанoвка подготовки нефти (УПН) НГДУ «Сулеевнефть»**

Россия, РТ, г. Альметьевск, ПАО «Татнефть»  
В эксплуатации с 2014 г.  
Производительность — 3,2 млн. т/г по готовой нефти.  
Проект выполнен ООО «Институт Технологий», г. Казань

## ПЕРЕЧЕНЬ СТАНДАРТОВ, разработанных АО «ВНИИУС»

№ п/п	Номер стандарта	Наименование стандарта
1	ГОТ 24676	Пентаны. Метод определения углеводородного состава
2	ГОСТ 13379	Нефть. Метод определения содержания углеводородов C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>
3	ГОСТ 32918	Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов
4	ГОСТ 14920	Газ сухой. Метод определения компонентного состава
5	ГОСТ 17567	Хроматография газовая. Термины и определения
6	ГОСТ 11382	Газы нефтепереработки. Метод определения сероводорода
7	ГОСТ 20448	Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления
8	ГОСТ 27578	Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта
9	ГОСТ 22985	Газы углеводородные сжиженные. Метод определения сероводорода и меркаптановой серы
10	ГОСТ 22986	Газы углеводородные сжиженные. Метод определения общей серы
11	ГОСТ 10679	Газы углеводородные сжиженные. Метод определения компонентного состава
12	ГОСТ 14921	Газы углеводородные сжиженные. Метод отбора проб
13	ГОСТ 28656	Газы углеводородные сжиженные. Расчётный метод определения плотности и давления насыщенных паров
14	ГОСТ Р 52087	Газы углеводородные сжиженные топливные
15	ГОСТ Р 50994	Газы углеводородные сжиженные. Метод определения давления насыщенных паров



# АТТЕСТОВАННЫЕ МЕТОДИКИ, разработанные АО «ВНИИУС»

№ п/п	№ свидетельства об аттестации	Наименование документа на МВИ	Диапазон измерений
<b>Аналитический контроль процессов аминной очистки и производства элементарной серы</b>			
1	65606-04 от 23.08.2004 ФР.1.31.2005.01509	Объёмная доля компонентов. Кислые газы отпарки стоков (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> )	от 0,1 % до 50,00 %
2	68606-04 от 25.08.2004 ФР.1.31.2005.01508	Объёмная доля H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> . Технологический газ	от 0,02 % до 10,00 %
3	68806-04 от 25.08.2004 ФР.1.31.2005.01506	Объёмная доля компонентов. Технологический газ (N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S и SO <sub>2</sub> )	от 0,02 % до 70,00 %
4	68706-04 от 25.08.2004 ФР.1.31.2005.01507	Объёмная доля CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S и H <sub>2</sub> O. Технологический газ	от 0,3 % до 80,00 %
5	68906-04 от 28.08.2004 ФР.1.31.2005.01505	Объёмная доля компонентов. Кислые газы регенерации амина (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , H <sub>2</sub> O и углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> ) H <sub>2</sub> S - основной компонент.	от 0,1 % до 3,00 %
6	1459-06 от 23.11.2006	Кислые газы регенерации амина установки по производству элементарной серы. Объёмные доли компонентов (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , H <sub>2</sub> O и углеводородов C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> ) H <sub>2</sub> S - основной компонент +меркаптаны	от 0,01 % до 3,00 % от 10 ppm до 500 ppm
7	1559-06 от 23.11.2006	Водные растворы амина и промывочные воды. Массовая доля ДЭА	от 0,3 до 4,0 % от 20,0 % до 35,0 %

8	1659-06 от 23.11.2006 ФР.1.31.2016.23700	Кислые газы отпарки стоков. Объёмные доли компонентов. (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> и углеводородов C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> )	от 0,05 % до 50,00 % от 10 ppm до 500 ppm
9	89706-08 от 28.05.2008 ФР.1.31.2016.23698	Водные растворы аминов и вода орошения. Массовая доля CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, и NH <sub>3</sub> . МВИ	от 0,01 до 5,00 %
10	137806-08 от 24.06.2008	Водные растворы амина и промывочные воды. Определение массовой доли МЭА. МВИ	от 0,1 до 0,3 % от 10,0 % до 20,0 %
11	7606-09 от 02.07.2009	Государственная система обеспечения единства измерений. Водные растворы аминов. Массовая доля углеводородов C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> . МВИ	от 0,003 до 1,00 %
12	11106-09 от 25.07.2009 ФР.1.31.2016.23699	Кислый газ регенерации амина. Объёмная доля компонентов. МВИ	от 0,01 % до 10,00 % от 75,00 % до 95,00 %
13	24806-09 от 21.12.2009	Кислые газы отпарки стоков. Определение CO <sub>2</sub> , NH <sub>3</sub> , H <sub>2</sub> S, и углеводородов C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> . МВИ	от 0,05 % до 50,00 % от 20 мг/м <sup>3</sup> до 1000 мг/м <sup>3</sup> .
14	65706-04 от 23.08.2004 ФР.1.31.2005.01510	Массовая доля сероводорода, аммиака и диоксида углерода. Насыщенные и регенерированные растворы МЭА и МДЭА	От 0,1 до 5,0 МЭА от 1,0 до 30,0 МДЭА





### Исследование лёгких углеводородных фракций

15	99906-01 от 29.11.2001	МВИ массовой доли метанола в широкой фракции лёгких углеводородов хроматографическим методом	от 0,003 % до 0,3 % и более
16	100006-01 от 29.11.2001	МВИ массовой доли компонентов в широкой фракции лёгких углеводородов хроматографическим методом	До 0,3 %, до 30,0 % и выше
17	40106-02 от 28.06.2002	МВИ массовой доли CO <sub>2</sub> в этановой фракции методом газовой хроматографии.	от 0,003 % до 0,03 %
18	40606-02 от 28.06.2002	МВИ массовой доли воды в попутном нефтяном газе методом газовой хроматографии	от 0,3 % до 3,0 %
19	42006-04 без даты	Объёмная доля компонентов. Газы стабилизации и выветривания	от 0,3 % до 30,0 % и выше
20	182406-07 1 от 8.08.2007	Газ углеводородный. Массовая доля углеводородов C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub>	от 0,1 до 60,0 %
21	144206-08 от 28.07.2008	Газовоздушная смесь в полостях маслобаков компрессоров. Объёмные доли углеводородных компонентов	от 0,1 до 80,0 %
22	(98606-07) от 30.05.2007 16806-13 от 13.09.2013	Этановая фракция. Хроматографический метод определения компонентного состава	От 0,001% до 3,5 % (масс.)
23	11206-09 от 25.07.2009	Этановая фракция. Массовая доля CO <sub>2</sub>	от 0,003 до 1,00 %

24	4406-10 от 25.02.2010	Газ факельный с водородно-факельного хозяйства. Объёмные доли компонентов. МВИ ( $H_2$ , $H_2S$ , $NH_3$ , углеводороды $C_1-C_5$ )	от 0,30 до 90,00 %
25	01.00257-2008/ 18706-11 от 13.12.2011 ФР.1.29.2011.11468	Газ отопительный. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии. ( $H_2$ , $O_2$ , $N_2$ , $CO$ , $CO_2$ , $H_2S$ )	от 0,10 до 85,00 % от 0,5г/м <sup>3</sup> до 15,0г/м <sup>3</sup>
26	29306-12 от 29.10.12 ФР.1.31.2013.14306	Объёмная доля компонентов. Газы стабилизации и выветривания	от 0,01 % до 70,0 % от 0,3 до 30 и св.
27	01.00257-2008/ 4006-13 от 02.04.2013 17506-10 от 15.09.2010	Фракция широкая лёгких углеводородов этанизированная. Массовая доля $CO_2$ . МИ	от 0,010 до 3,00 % 0,1-3
28	01.00257-2013/ 28606-15 от 19.10.2015	МИ массовой доли углеводородов $C_1-C_6$ и метанола в ШФЛУ	От 0,010 до 50,000 %
29	01.00257-2008/ 25406-13 от 29.11.2013 ФР.1.31.2014.18560	Газ попутный нефтяной. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии	От 0,001 до 95,000 молярная доля, %
30	36806 от 3 декабря 2015 г. ФР.1.31.2016.23951	Кислый газ. Определение молярной доли компонентов методом газовой хроматографии	От 0,01 до 80,00, %
31	36706 от 3 декабря 2015 ФР.1.31.2016.23952	Попутный нефтяной ГАЗ. Определение объёмной доли воды методом газовой хроматографии	От 0,03 до 4,00 %



### Определение серосодержащих соединений

32	170806-07 от 30.06.2007	Отработанный воздух блока регенерации щелочного раствора. Массовая доля диалкилдисульфидов. МВИ	от 0,03 до 10,00 %
33	20506-07 от 26.02.2007 ФР.1.31.2015.19926	Дисульфидное масло. Массовая доля диалкилдисульфидов	от 0,1 до 95,0 %
34	157106-08 от 14.06.2008	Растворитель углеводородный. Массовая доля диалкилдисульфидов. МВИ	от 0,01 до 60,0 %
35	7506-09 от 02.07.2009 ФР.1.31.2015.19932	Газ нефтяной попутный очищенный. Массовая концентрация серосодержащих соединений. МВИ	от 3 мг/м <sup>3</sup> до 1000 мг/м <sup>3</sup>
36	29306-09 от 15.12.2009 ФР.1.31.2015.19929	Государственная система обеспечения единства измерений. Газы углеводородные сжиженные. Массовая доля серосодержащих соединений	От 0,0003 % до 0,1000 % .
37	01.00257-2008/ 22906-12 от 31.08.2012 ФР.1.31.2013.14307	Фракция бензиновая лёгкая. Определение массовой доли ССС методом газовой хроматографии. МИ	1-100 ppm масс. элементарной серы
38	№ 01.00257—2013/ 7106-17	Фракция этановая. Определение массовой доли ССС. МИ-СТО	от 0,0001 % до 0,0300 %
<b>Неуглеводородные газы</b>			
39	01.00257-2008/ 18806-11 от 13.12.2011	Фракция аргонная. Определение объёмной доли кислорода методом газовой хроматографии. МИ.	от 0,10 до 50,00 %

40	01.00257-2008/ 13306-11 от 27.09.2011	Кислород газообразный технический. Определение содержания примесей методом газовой хроматографии (Ar, He, H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> , CO и CO <sub>2</sub> )	от 0,01 до 1,00 % об. от 1,0мг/м <sup>3</sup> до 50,0мг/м <sup>3</sup>
41	01.00257-2008/ 38806-12 от 27.12.2012 ФР.1.31.2015.20972	Кислород жидкий. Определение объёмной доли кислорода, аргона, азота.	кислород от 60,00 до 99,90 аргон – от 0,10 до 10,00 % азот – от 0,10 до 40,00 %
42	01.00257-2008/ 32506-12 ФР.1.31.2013.14329	Воздух жидкий. Определение объёмной доли аргона, кислорода и азота	аргон от 0,5 % до 10 % кислород от 20,0 % до 40,0 % азот от 50 % до 80 %
43	01.00257-2013/ 26506-14 заменено от 26.12.2014	Жидкий кислород. Определение содержания масла методом газовой хроматографии. МИ	От 0,010 до 5,000 мг/дм <sup>3</sup> (От 0,050 до 5,000 мг/дм <sup>3</sup> )
44	01.00257-2008/ 30706-13 от 26.07.2013	Воздух жидкий. Определение диоксида углерода методом газовой хроматографии. МИ	От 0,10 до 5,00 см <sup>3</sup> /дм <sup>3</sup>
45	№ 01.00257-2013/ 17706-17 от 20.12.2017	МИ массовой концентрации воды в водородсодержащих и углеводородных газах методом газовой хроматографии	От 1мг/м <sup>3</sup> до 300 мг/ м <sup>3</sup>
46		Азот газообразный. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии.	0,010 % об. и выше
<b>Природоохранные нормативные документы</b>			
47	ПНД Ф 13.1:2.22-98	Определение объёмной доли H <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , CO и CO <sub>2</sub> в воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах	от 0,1 до 90,0 % об.

48	ПНД Ф 13.1:2:3.23-98 ФР.1.31.2015.20483	Определение массовой концентрации предельных углеводородов $C_1-C_5$ и непредельных углеводородов (этена, пропена, бутенов) в атмосферном воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах	от 1 до 1500 мг/м <sup>3</sup>
49	ПНД Ф 13.1:2:3.24-98	Определение массовой концентрации гексана, гептана, октана, нонана и декана в атмосферном воздухе, воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах	от 1,0 до 1000 мг/м <sup>3</sup>
50	ПНД Ф 13.1:2:3.25-99 ФР.1.31.2015.20480	Определение массовой концентрации предельных углеводородов $C_1-C_{10}$ (суммарно, в пересчёте на углерод), непредельных углеводородов $C_2-C_5$ (суммарно, в пересчёте на углерод) и ароматических углеводородов (бензола, толуола, этилбензола, ксилолов, стирола) при их совместном присутствии в атмосферном воздухе, воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах	от 0,2 до 1000 мг/м <sup>3</sup>
51	ПНД Ф 13.1:2:3.26-99 ФР.1.31.2015.20478	Определение массовой концентрации предельных углеводородов $C_1-C_5$ , $C_6$ и выше (суммарно) в воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах	от 1 до 1500 мг/м <sup>3</sup>

52	ПНД Ф 13.1:2:3.27-99 ФР.1.31.2015.20481	Определение массовой концентрации оксида углерода и метана в атмосферном воздухе, воздухе рабочей зоны и промышленных выбросах методом реакционной газовой хроматографии	от 2 до 600 мг/м <sup>3</sup>
<b>Прочие аналитические задачи</b>			
53	209806-07 от 23.10.2007	Конденсат газовый нестабильный. Методика выполнения измерений плотности	от 600 кг/м <sup>3</sup> до 800 кг/м <sup>3</sup>
54	89606-08 от 28.03.2008	Катализатор. Массовая доля кокса	от 0,01 до 2,00 %
55	01.00257-2008/ 27606-10 от 25.10.2010	Конденсат газовый нестабильный. Методика измерения плотности	от 500 кг/м <sup>3</sup> до 900 кг/м <sup>3</sup>
56	01.00257-2008/ 39006-12 от 27.12.2012	Смесь водометанольная. Массовая доля метанола в водометанольной смеси	0,10 % до 3,00 %
57	№01-00257—2013/ 3306-17 от 27.04.17 ФР.1.31.217.26390	Газы стабилизации и выветривания Методика определения плотности при стандартных условиях расчётным методом	От 0,950 до 1,400 От 1,400 до 2,000 кг/м <sup>3</sup>





# Предлагаем процессы очистки:

## НЕФТЕЙ И ГАЗОКОНДЕНСАТОВ

### от меркаптанов и сероводорода — ДМС

- Легких нефтей и газоконденсатов (ДМС-1)
- Тяжелых нефтей и газоконденсатов на промыслах (ДМС-1М, ДМС-1МА)
- Нефтей и газоконденсатов (ДМС-2)
- Нефтей и газоконденсатов с высоким содержанием меркаптанов (ДМС-3)
- Нефтей и газоконденсатов на промыслах с использованием
- Нейтрализаторов (НСМ)

## Сжиженных газов от сероводорода, меркаптанов и сероокиси углерода — ДМД

- Фракции НК-62°C и сжиженных углеводородных газов  $C_2-C_6$  (ДМД-2)
- Газоконденсатов и бензинов с выделением смеси природных меркаптанов (ДМД-2 «ОДОРАНТ»)
- Пентан-гексановой фракции от меркаптанов и диметилсульфида (ДМД-4)

## УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ от сероводорода и диоксида углерода этаноламинами с утилизацией газов регенерации окислением до элементной серы (процесс «Дирокс»)

## СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ $C_2-C_4$ от сернистых соединений до норм EN-589

## ТОПЛИВ (КЕРОСИНА, БЕНЗИНА) от меркаптанов и сероводорода — ДМД

- Керосина и дизельного топлива (ДМД-1)
- Бензина с уменьшением общей серы (ДМД-3)

## СТОЧНЫХ ВОД от сульфидов, меркаптидов, сульфита в присутствии Гомогенного катализатора ИВКАЗ-W (СЕРОКС)

### Наш адрес:

Россия, 420061, г. Казань, ул. Н. Ершова 35-А, АО «ВНИИУС»

Тел: + (843) 272-72-99

E-mail: [vniius@mail.ru](mailto:vniius@mail.ru)

Факс: + (843) 272-40-93

<http://www.vniius.com>

Генеральный директор, академик АНТ и ИАН,  
профессор МАЗГАРОВ А.М.

