

 **TATNEFT** ПАО «ТАТНЕФТЬ»

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 ИВКАЗ для процессов сероочистки, а также чистых углеводородов C_1-C_6 для метрологии. Институт имеет лицензию на технологические расчеты UK/DM 2946. В структуре АО «ВНИИУС» функционирует Испытательный центр нефти, нефтепродуктов и газов АО «ВНИИУС», аккредитованный в национальной системе аккредитации «Росаккредитация» (номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21НП39).

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;
 - промысловой 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
- Изготовление газовых смесей широкого спектра состава и концентраций для метрологических целей
- 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

- ♦ 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
- ♦ Обследование установок, анализ производства и потребления, ресурсов и рынков сбыта легкого углеводородного сырья на нефтеперерабатывающих, нефтехимических заводах, нефтепромысловых объектах

⇒ По желанию заказчика ВНИИУС осуществляет квалифицированный отбор проб и их анализ, разработку технического задания для проектирования, берет на себя выполнение проектных, пусконаладочных 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, CAC, 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 газофракционирования и сероочистки углеводородного сырья 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!



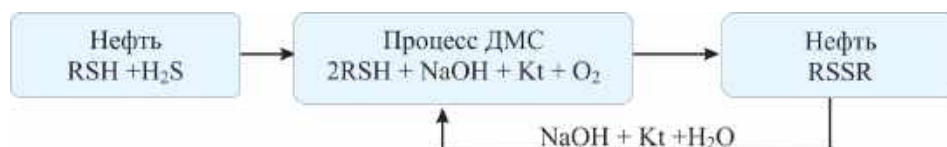
Процессы демеркаптанзации нефтей и газоконденсатов ДМС-1, ДМС-1М, ДМС-1МА, ДМС-2, ДМС-3

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):

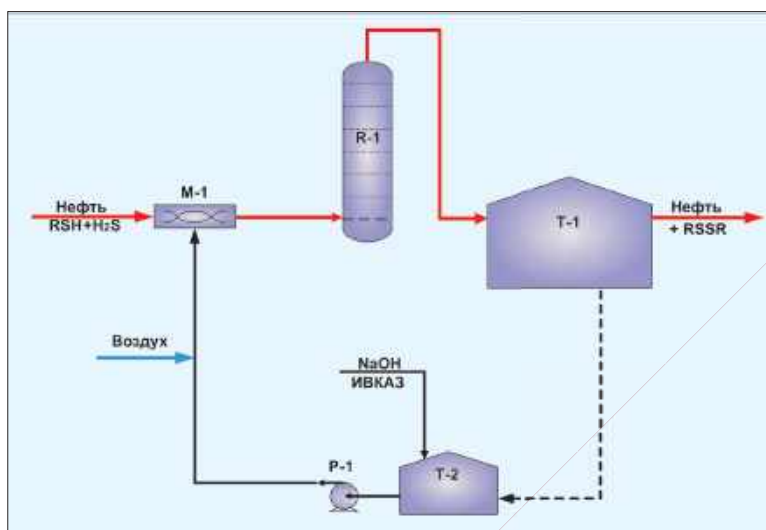
- От меркаптанов C_1 - C_2 (одноступенчатая очистка до 10 ppm) — процесс ДМС-1
- От меркаптанов C_1 - C_4 (двухступенчатая очистка до 30 ppm) — процесс ДМС-3

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

ПРОЦЕСС ДМС-1М (ДМС-1МА)

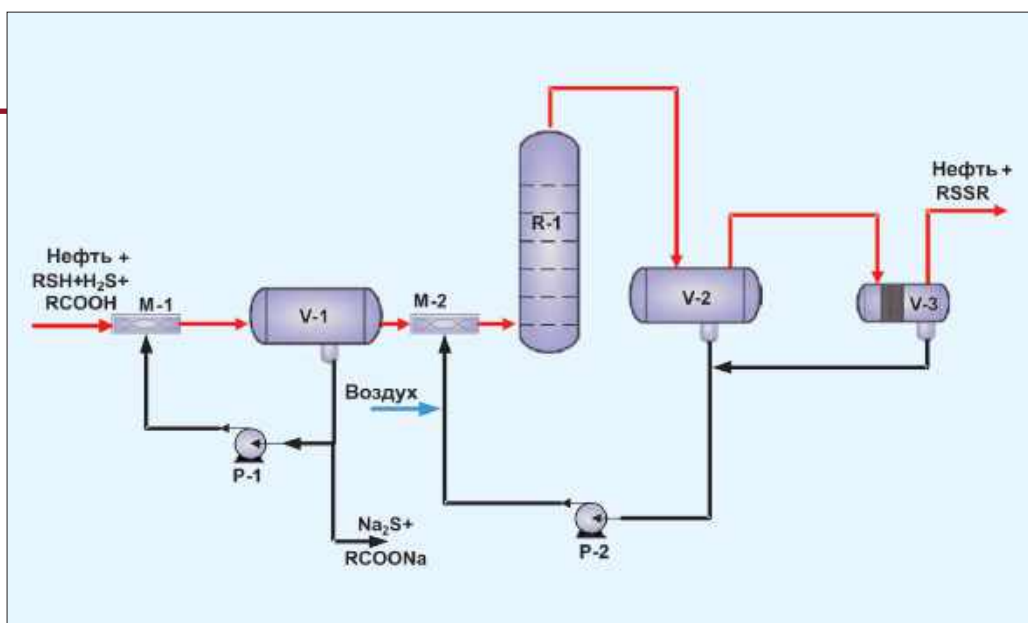
Внедрен впервые на ОАО «Актобемунайгаз» в 2001 г. и ПАО «Татнефть» в 2005 г.

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.



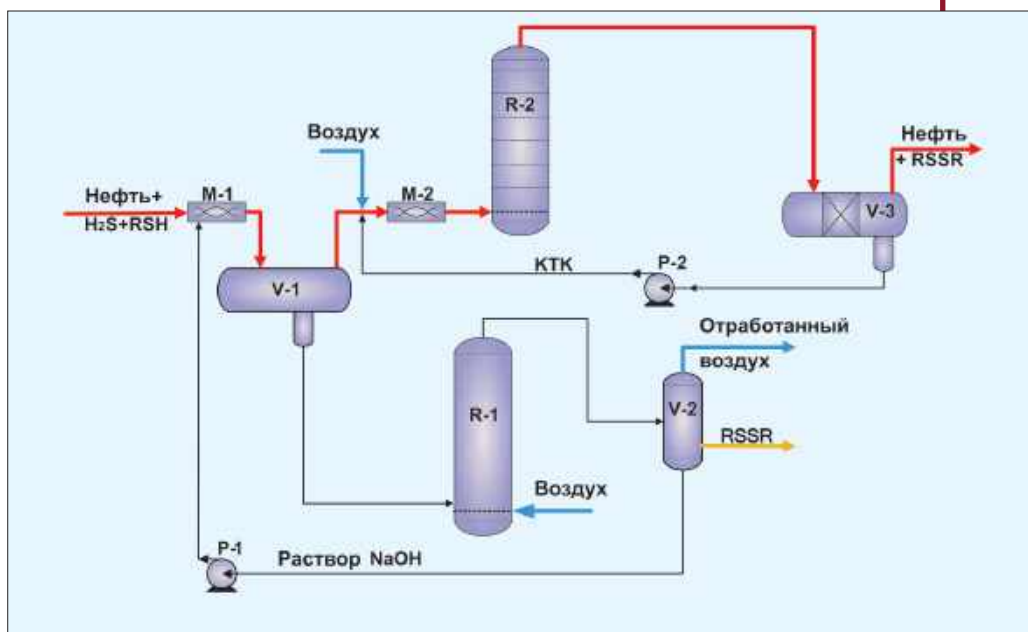
ПРОЦЕСС ДМС-1

Внедрен впервые на СП «Тенгизшевройл» в 1995 г.



ПРОЦЕСС ДМС-3

Внедрен впервые на Оренбургском ГПЗ в 2000 г.

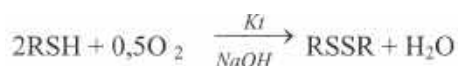


Процессы очистки нефтепродуктов и сточных вод от сернистых соединений (ДМД, СЕРОКС)

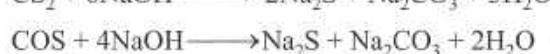
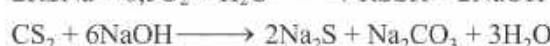
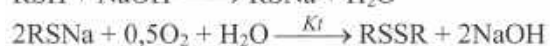
Область применения

- Очистка бензина, керосина и дизельного топлива от меркаптанов — процессы ДМД-1, ДМД-3
- Очистка легкого углеводородного сырья (фр. C₂-C₆) от H₂S + RSH + COS + CS₂ — 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 C₁-C₄) — процесс ДМД-2 «Одорант»
- Очистка пентан-гексановой фракции от меркаптанов и диметилсульфида — процесс ДМД-4
- Очистка сточных вод от токсичных сернистых соединений (NaSH, Na₂S, RNa, Na₂SO₃) — процесс СЕРОКС

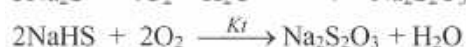
Химизм процессов:



(ДМД-1, ДМД-3)



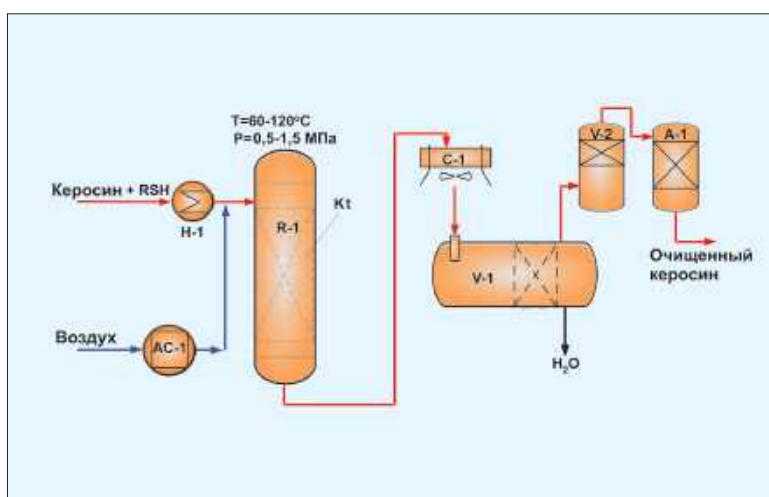
(ДМД-2)



СЕРОКС

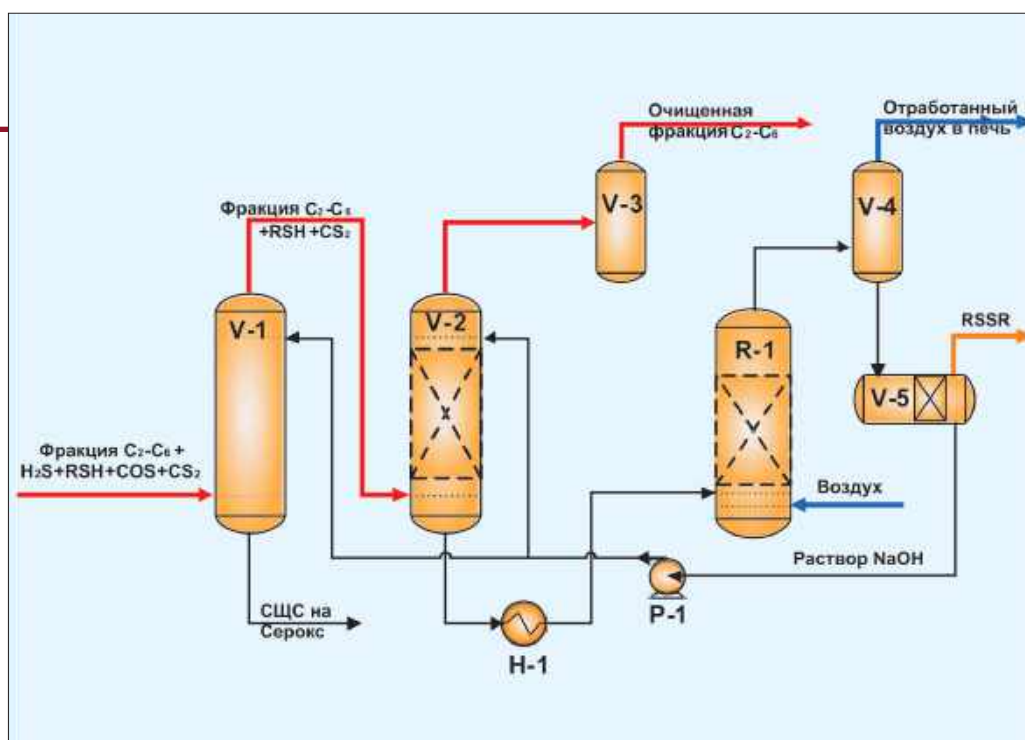
ПРОЦЕСС ДМД-1

Внедрен впервые
на Куйбышевском НПЗ в 2000 г.



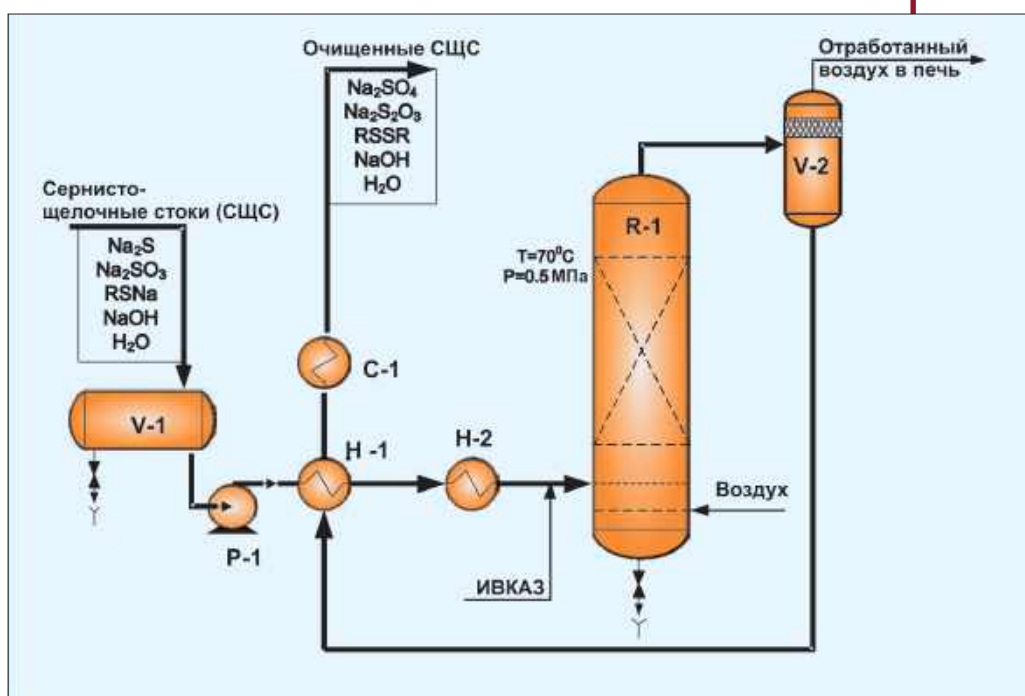
ПРОЦЕСС ДМД-2

Внедрен впервые на Новокуйбышевском НХК в 1974 г.



ПРОЦЕСС СЕРОКС

Внедрен впервые на Рязанском НПЗ в 1991 г.



СТАНДАРТНЫЕ ОБРАЗЦЫ – ОСНОВА ТОЧНОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ АНАЛИТИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

ВНИИУС выпускает газовые смеси, в т.ч. многокомпонентные, в широком диапазоне концентраций.



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.

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

НАШИ ОСНОВНЫЕ ВНЕДРЕНИЯ – серочистка 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 – 2х4 млн.т/г, после реконструкции в 1999 г. – 2х6 млн.т/г.

Катализатор – ИВКАЗ

Содержание меркаптановой серы (метил- 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/год

3. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации фракции C_2-C_6)

Россия, ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»

В эксплуатации с 1975 г.

Производительность – 400 000 т/год

4. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации фракции C_2-C_6)

Россия, ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»

В эксплуатации с 1976 г.

Производительность – 600 000 т/год

5. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ББФ)

Россия, Куйбышевский НПЗ

В эксплуатации с 1977 г.

Производительность – 130 000 т/год

6. ДМД-2 ОДОРАНТ процесс (демеркаптанизация газоконденсата

с получением одоранта)

Россия, ООО «Оренбурггазпром»

В эксплуатации с 1983 г.

Производительность: – по конденсату 600 000 т/год

– по производству одоранта – 3000 т/год

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

Россия, Рязанский НПЗ

В эксплуатации с 1985 г.

Производительность – 125 000 т/год

8. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ББФ)

Литва, АО «Мажейкю НАФТА»

В эксплуатации с 1990 г.

Производительность – 220 000 т/год

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

Литва, АО «Мажейкю НАФТА»

В эксплуатации с 1990 г.

Производительность – 25 м³/час

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

Россия, Московский НПЗ

В эксплуатации с 1990 г.

Производительность – 30 м³/час

11. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ББФ)

Россия, Уфимский НПЗ

В эксплуатации с 1991 г.

Производительность – 220 000 т/год

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

Россия, Рязанский НПЗ

В эксплуатации с 1991 г.

Производительность – 20 м³/час

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

Казахстан, Павлодарский НПЗ

В эксплуатации с 1991 г.

Производительность – 25 м³/час

14. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ББФ)

Россия, Московский НПЗ

В эксплуатации с 1992 г.

Производительность – 220 000 т/год

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

Россия, ОАО «Астраханьгазпром»

В эксплуатации с 1992 г.

Производительность – 400 000 т/год

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

Россия, Омский НПЗ

В эксплуатации с 1992 г.

Производительность – 20 м³/час

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

Болгария, Бургасский НПЗ.

В эксплуатации с 1994 г.

Производительность – 5 м³/час

18. Комплекс по демеркаптанизации легких нефтяных фракций

Россия, Куйбышевский НПЗ

В эксплуатации с 1996 г.:

- **ДМД-2** установка очистки ПБФ мощностью 200 000 т/год
- **ДМД-2** установка очистки фракции C_5 мощностью 110 000 т/год
- **ДМД-3** установка очистки фракции C_{6+} мощностью 310 000 т/год
- **Серокс-W** установка очистки сернисто-щелочных стоков мощностью 6 м³/час

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

Россия, Стерлитамак, АО «Каучук»

В эксплуатации с 1996 г.

Производительность – 25 000 т/год

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

Россия, Ярославский НПЗ

В эксплуатации с 1999 г.

Производительность – 20 м³/час

21. ДМС-3 процесс (установка демеркаптанизации газоконденсата)

Россия, Оренбург, ЗАО «ЮУПК»

В эксплуатации с 2000 г.

Производительность – 2 млн.т/год

22. ДМД-1 процесс (установка демеркаптанизации керосина)

Россия, Куйбышевский НПЗ

В эксплуатации с 2000 г.

Производительность – 310 000 т/год

23. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ШФЛУ)

Россия, Пермский НПЗ

В эксплуатации с 2000 г.

Производительность – 300 000 т/год

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

Россия, ЗАО «Новокуйбышевская химическая компания»

В эксплуатации с 2000 г.

Производительность – 40 000 т/год

25. ДМС-1М процесс (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, CNPC «Актобемунайгаз»

В эксплуатации с 2001 г.

Производительность – 2,5 млн.т/год

26. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ШФЛУ)

Россия, Новокуйбышевская НХК

В эксплуатации с 2002 г.

Производительность – 150 000 т/год

27. ДМС-3 процесс (установка демеркаптанизации газоконденсата)

Литва, АО «Мажейкю НАФТА»
В эксплуатации с 2002 г.
Производительность – 700 000 т/год

28. ДМД-1 процесс (установка демеркаптанизации керосина)

Россия, Ухтинский НПЗ
В эксплуатации с 2002 г.
Производительность – 50 000 т/год

29. ДМС-1М процесс (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, АО «Казахойл Актобе»
В эксплуатации с 2002 г.
Производительность – 2,5 млн.т/год

30. ДМС-2 процесс (установка демеркаптанизации конденсата)

Латвия, нефтебаза ЗАО «Стэна»
В эксплуатации с 2003 г.
Производительность – 150 м³/час

31. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ББФ)

Россия, Омский НПЗ
В эксплуатации с 2003 г.
Производительность – 150 000 т/год

32. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации ПБФ)

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

33. ДМС-2 процесс (установка демеркаптанизации конденсата)

Россия, Таганрог, нефтебаза ОАО «Неклиновскнефтепродукт»
В эксплуатации с 2004 г.
Производительность – 150 м³/час

34. ДМС-3 процесс (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, АО «Казахойл Актобе»
В эксплуатации с 2004 г.
Производительность – 3 300 т/сутки

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»
В эксплуатации с 2005 г.
Производительность – 4 900 т/сутки

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

Белоруссия, Новополоцк, ОАО «НАФТАН»
В эксплуатации с 2005 г.
Производительность – 0,25 м³/час

38. ДМС-1 процесс (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, Актобе, компания КДО
В эксплуатации с 2006 г.
Производительность – 60 м³/час

39. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации фракции НК-70°C каткрекинга)

Россия, Нижнекамск, завод бензинов ОАО «ТАИФ-НК»
В эксплуатации с 2007 г.
Производительность – 300 000 т/год

40. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации бутанов)

Болгария, Бургас, «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД»
В эксплуатации с 2007 г.
Производительность – 100 000 т/год

41. Комплекс по демеркаптанизации нефти и сжиженных газов

Иран, о.Харг, нефтехимическая компания KHARG
– **ДМД-2** установка очистки пропана мощностью 165 000 т/год
– **ДМД-2** установка очистки бутана мощностью 165 000 т/год
– **ДМД-3** установка очистки нефти мощностью 140 000 т/год
– **Серокс-W** установка очистки сернисто-щелочных стоков мощностью 2 000 т/год
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 – 400 000 т/год

43. ДМС-1 процесс (установка демеркаптанизации нефти)

Казахстан, Актюбинская обл., Компания «Каспий Нефть»
В эксплуатации с 2010 г.
Производительность – 1 500 т/сутки

44. ДМС-3 процесс (установка демеркаптанизации газоконденсата)

Иран, Ассалуя, Pars Oil and Gas Company (POGC)
В эксплуатации с 2024 г.
Производительность – три линии по 4 млн.т/год
Проект выполнен компанией «RIPI и PetroSina Aria»

45. ДМД-2 ОДОРАНТ процесс (демеркаптанализация газоконденсата с получением одоранта)

Иран, Ассалуйя, Национальная Иранская Газовая Компания (NIGC)

В эксплуатации с 2018 г.

Производительность:

– по газоконденсату – 600 000 т/год

– по производству одоранта – 800 т/год

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/год

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.м³/год

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.м³/год 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.м³/год

– по рефлюксам

прямогонным и гидрокрекинга – 328 000 т/год

УЗК – 62 800 т/год

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

В эксплуатации с 2015 г.

Производительность:

– по товарной нефти – 2,1 млн.т/год

– по очищаемому газу – 10,6 млн.м³/год

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 м³/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 – 3460 кг/час

56. Установка очистки бутан-бутиленовой фракции от меркаптанов

Россия, Куйбышевский НПЗ

В эксплуатации с 2016 г.

Производительность – 300 000 т/год

57. Реконструкция компрессорной установки сырого газа в Управлении «Татнефтегазопереработка»

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. Бавлы, ПАО «Татнефть»

В эксплуатации с 2017 г.

Производительность по газу – 60 млн.м³/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.м³/год

Проект выполнен ООО «Технопроект КНХП», г. Новокуйбышевск

60. Блок аминовой очистки Иргизского ГПЗ – замена импортного абсорбента (дигликольамин) на отечественный – метилдиэтаноламин

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

В эксплуатации с 2017 г.

Производительность по газу – 42 млн.м³/год

61. ДМД-2 процесс (установка очистки углеводородного газа УЗК от меркаптанов и карбонилсульфида)

Россия, РТ, г. Нижнекамск, ПАО «Татнефть», Комплекс НПиНХЗ АО «ТАНЕКО»

В эксплуатации с 2021 г.

Производительность – 186 000 т/год

62. ДМС-1МА процесс (установка очистки нефти от сероводорода и меркаптанов C₁-C₂)

Россия, Самарская обл., ООО «ТНС-Развитие»

В эксплуатации с 2018 г.

Производительность – 170 т/сутки

63. ДМД-2К процесс (установка демеркаптанизации бутана)

Иран, НПЗ Бид-Боланд

В эксплуатации с 2020 г.

Производительность – 118 м³/час

64. ДМД-3 процесс (установка демеркаптанизации пентанов)

Иран, НПЗ Бид-Боланд

В эксплуатации с 2020 г.

Производительность – 164 м³/час

65. ДМД-2 процесс (установка демеркаптанизации сжиженного углеводородного газа ЭЛОУ-АВТ)

Россия, г. Омск, АО «Газпромнефть-ОНПЗ»

В эксплуатации с 2021 г.

Производительность – 185 000 т/год

66. ДМД-2 процесс (установка очистки сжиженного углеводородного газа УЗК от меркаптанов и карбонилсульфида)

Россия, г. Омск, АО «Газпромнефть-ОНПЗ»

В эксплуатации с 2022 г.

Производительность – 120 000 т/год

67. ДМД-1 процесс (установка очистки керосиновой фракции от меркаптанов)

Россия, г. Славянск-на-Кубани, ООО «Славянск ЭКО»

В эксплуатации с 2023 г.

Производительность – 300 000 т/год

68. Разработаны базовые проекты технологий:

- **ДМД-2 процесс** для демеркаптанизации пропан-бутановой фракции производительностью 10 м³/час;

- **ДМС-3 процесс** для очистки бензиновой фракции от сероводорода и меркаптанов производительностью 160 м³/час;

- **Серокс процесс** для очистки сернисто-щелочных стоков производительностью 3 м³/час;

Россия, г. Славянск-на-Кубани, ООО «Славянск ЭКО»;

- **ДМД-2 процесс** для демеркаптанизации СУГ производительностью 30 000 т/год;

- **Серокс процесс** для очистки сернисто-щелочных стоков производительностью 0,3 м³/час;

Туркменистан, Туркменбашинский комплекс НПЗ.

- **ДМД-1 процесс** (для секции демеркаптанизации керосина)

Республика Узбекистан, ООО «Ферганский НПЗ»

Производительность – 300 000 т/год

Проект выполнен ООО «Институт Технологий», г. Казань



ПОДГОТОВКА НЕФТИ, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОФРАКЦИОНИРОВАНИЕ

1. Технология бескомпрессорного извлечения легких углеводородов из нефти

На высокопроизводительных установках АВТ и комплексах ЛК-6у 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/год

4. Реконструкция секций газофракционирования в комплексах ЛК-6у, 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/год

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/год 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/год по готовой нефти

Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г.Казань

8. Установка подготовки нефти (УПН) ОАО «Удмуртнефть»

Россия, Республика Удмуртия, г. Воткинск

В эксплуатации с 2008 г.

Производительность – 1400 000 т/год по готовой нефти

Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г.Казань

9. Установка подготовки нефти (УПН) НГДУ «Сулеевнефть»

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

В эксплуатации с 2009 г.

Производительность – 1000 000 т/год по готовой нефти

Проект выполнен ОАО «Нефтехимпроект», г.Казань

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

Россия, РТ, г.Альметьевск

В эксплуатации с 2012 г.

Производительность – 47 700 т/год катализата

Проект выполнен ОАО «Технопроект КНХП», г.Новокуйбышевск

11. Установка 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/год

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 – 6787 тыс.м³/год,

– по эмульсии ЦДНГ-2 – 1737 тыс.м³/год

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. Установка подготовки нефти (УПН) НГДУ «Сулеевнефть»

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

В эксплуатации с 2014 г.

Производительность – 3,2 млн.т/год по готовой нефти

Проект выполнен ООО «Институт Технологий», г.Казань

ПЕРЕЧЕНЬ СТАНДАРТОВ, разработанных АО «ВНИИУС»

№ п/п	Номер стандарта	Наименование стандарта
1	ГОСТ 24676	Пентаны. Метод определения углеводородного состава
2	ГОСТ 13379	Нефть. Метод определения содержания углеводородов C_1-C_6
3	ГОСТ 32918	Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов
4	ГОСТ 14920	Газы нефтепереработки и газопереработки. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии
5	ГОСТ 17567	Хроматография газовая. Термины и определения
6	ГОСТ 11382	Газы нефтепереработки. Метод определения сероводорода
7	ГОСТ 22985	Газы углеводородные сжиженные. Метод определения сероводорода, меркаптановой серы и серооксида углерода
8	ГОСТ 22986	Газы углеводородные сжиженные. Метод определения общей серы
9	ГОСТ 10679	Газы углеводородные сжиженные. Метод определения компонентного состава
10	ГОСТ 14921	Газы углеводородные сжиженные. Метод отбора проб
11	ГОСТ 28656	Газы углеводородные сжиженные. Расчётный метод определения плотности и давления насыщенных паров
12	ГОСТ 34858	Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия
13	ГОСТ 34429	Газы углеводородные сжиженные. Метод определения давления насыщенных паров
14	ГОСТ 35228	Газы углеводородные сжиженные. Определение серосодержащих соединений методом газовой хроматографии



АТТЕСТОВАННЫЕ МЕТОДИКИ, разработанные АО «ВНИИУС»

№ п/п	№ свидетельства об аттестации	Наименование документа на МВИ	Диапазон измерений
Аналитический контроль процессов аминной очистки и производства элементарной серы			
1	65606-04 от 23.08.2004 ФР.1.31.2005.01509	Объёмная доля компонентов. Кислые газы отпарки стоков (CO ₂ , H ₂ S, NH ₃)	от 0,1% до 50,00%
2	68606-04 от 25.08.2004 ФР.1.31.2005.01508	Объёмная доля H ₂ S, CO ₂ , и H ₂ . 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 ₂ , CO ₂ , H ₂ S и SO ₂)	от 0,02% до 70,00%
4	68706-04 от 25.08.2004 ФР.1.31.2005.01507	Объёмная доля CO ₂ , H ₂ S и H ₂ 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 ₂ , H ₂ S, NH ₃ , H ₂ O и углеводороды C ₁ -C ₅). H ₂ 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 ₂ , H ₂ S, NH ₃ , H ₂ O и углеводородов C ₁ -C ₅). H ₂ S – основной компонент	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 ₂ , H ₂ S, NH ₃ и углеводородов C ₁ -C ₅)	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 ₂ , H ₂ S, и NH ₃ . 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 ₁ -C ₅ . 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 ₂ , NH ₃ , H ₂ S и углеводородов C ₁ -C ₅ . МВИ	от 0,05% до 50,00% от 20 мг/м ³ до 1000 мг/м ³
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	182406-07 от 8.08.2007	Газ углеводородный. Массовая доля углеводородов C ₂ -C ₄	от 0,1% до 60,0%
16	144206-08 от 28.07.2008	Газовоздушная смесь в полостях маслобаков компрессоров. Объёмные доли углеводородных компонентов	от 0,1% до 80,0%
17	98606-07 от 30.05.2007 16806-13 от 13.09.2013	Этановая фракция. Хромато- графический метод определения компонентного состава	От 0,001% до 3,5% (масс.)
18	11206-09 от 25.07.2009	Этановая фракция. Массовая доля CO ₂	от 0,003% до 1,00%
19	4406-10 от 25.02.2010	Газ факельный с водородно- факельного хозяйства. Объёмные доли компонентов. МВИ (H ₂ , H ₂ S, NH ₃ , углеводороды C ₁ -C ₅)	от 0,30% до 90,00%
20	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 ₂ S)	от 0,10% до 85,00% от 0,5 г/м ³ до 15,0 г/м ³
21	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.
22	01.00257-2008/ 4006-13 от 02.04.2013 ФР.1.31.2018.30887 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
23	01.00257-2013/ 28606-15 от 19.10.2015 ФР.1.31.2018.30727	МИ массовой доли углеводородов C ₁ -C ₆ и метанола в ШФЛУ	от 0,010% до 50,000%
24	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, %
25	01.00257-2013/ 20506-17 от 29.12.2017 ФР.1.31.2018.29844	Газы углеводородные сжиженные. Определение углеводородного состава методом газовой хроматографии. МИ	0,01-99,8% масс.
26	01.00257-2013/ 2906-18 от 27.03.2018 ФР.31.2018.30725	ШФЛУ. Определение концентрации фактических смол. МИ	2-30 мг/100 см ³

27	01.00257-2013/ 9106-21 от 22.07.2021 ФР.1.31.2021.40764	Газы нефтепереработки и газопереработки (газ сухой). Определение компонентного состава методом газовой хроматографии. Методика (метод) измерения	Метод А (компонентный состав) 0,01-99,98% масс. об. Метод Б (сера) 0,0002-0,05. Меркаптановая сера 0,0002-0,4% масс., об.
28	01.00257-2013/ 20106-18 от 13.12.2018 ФР.31.2019.32849	Горючий природный и попутный нефтяной газы. Определение молярной доли компонентов методом газовой хроматографии. Вычисление значений теплоты сгорания, плотности, относительной плотности, числа Воббе	0,005-99,000%
29	RA.RU.313391/ 3906-23 от 19.04.2023 ФР.1.31.2023.45867	Газы нефтепереработки и газопереработки, попутные нефтяные газы. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии. Методика (метод) измерений	Метод А (компонентный состав) 0,01-99,98% масс., мол., об. Метод Б (сера) 0,0002-0,14 на компонент
Определение серосодержащих соединений			
30	170806-07 от 30.06.2007 ФР.1.31.2017.27964	Отработанный воздух блока регенерации щелочного раствора. Массовая доля диалкилдисульфидов. МВИ	от 0,03% до 10,00%
31	20506-07 от 26.02.2007 ФР.1.31.2015.19926	Дисульфидное масло. Массовая доля диалкилдисульфидов	от 0,1% до 95,0%
32	157106-08 от 14.06.2008	Растворитель углеводородный. Массовая доля диалкилдисульфидов. МВИ	от 0,01% до 60,0%
33	7506-09 от 02.07.2009 ФР.1.31.2015.19932	Газ нефтяной попутный очищенный. Массовая концентрация серосодержащих соединений. МВИ	от 3 мг/м ³ до 1000 мг/м ³
34	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%
35	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. элементной серы
36	01.00257-2013/ 8906-20 от 20.08.2020 ФР.1.31.2020.37947	Газы углеводородные сжиженные. Определение массовой доли индивидуальных серосодержащих соединений методом газовой хроматографии	0,0001-0,0500%
37	01.00257-2013/ 2906-20 от 24.03.2020 ФР.1.31.2020.37063	Диметилдисульфид и диалкилдисульфиды. Определение массовой доли компонентов методом газовой хроматографии	0,005-99,980%

38	01.00257-2013/ 10606-21 от 24.08.2021 ФР.1.29.2021.40985	Газы углеводородные сжиженные. Определение массовой доли меркаптановой и общей серы на основе данных о компонентном составе	0,0001-0,5% 0,0001-1,5%
39	RA.RU.313391/ 4606-24 от 20.06.2024 ФР.1.31.2024.48880	Нефть. Определение массовой доли серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии	2,0-10000,0 ppm, массовая доля сероводорода, метил- и этил- меркаптанов; 2,0-20000,0 ppm, массовая доля метил- и этил- меркаптанов в сумме
40	RA.RU.313391/ 7506-24 от 24.09.2024 ФР.1.31.2024.49586	Газы углеводородные сжиженные. Определение серосодержащих соединений методом газовой хроматографии	0,0001-0,0500%, молярная (массовая) доля серы; 0,0001-0,5%, массовая доля меркаптановой серы; 0,0001-1,5000%, массовая доля общей серы
Неуглеводородные газы			
41	01.00257-2008/ 18806-11 от 13.12.2011 ФР.1.29.2011.11469	Фракция аргонная. Определение объёмной доли кислорода методом газовой хроматографии. МИ	от 0,10% до 50,00%
42	01.00257-2008/ 13306-11 от 27.09.2011	Кислород газообразный технический. Определение содержания примесей методом газовой хроматографии (Ar, He, H ₂ , CH ₄ , N ₂ , CO и CO ₂)	от 0,01% до 1,00% об. от 1,0 мг/м ³ до 50,0 мг/м ³
43	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%
44	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%
45	01.00257-2013/ 26506-14 от 26.12.2014	Жидкий кислород. Определение содержания масла методом газовой хроматографии. МИ	от 0,010 до 5,000 мг/дм ³ (от 0,050 до 5,000 мг/дм ³)

46	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 ³ /дм ³
47	01.00257-2013/ 17706-17 от 20.12.2017 ФР.1.31.2018.29092	МИ массовой концентрации воды в водородсодержащих и углеводородных газах методом газовой хроматографии	от 1 мг/м ³ до 300 мг/м ³
48	01.00257-2013/ 20606-17 от 28.12.2017 ФР.1.31.2018.30045	Азот газообразный. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии	0,010% об. и выше
49	01.00257-2013/ 15406-18 от 15.11.2018 ФР.1.31.2019.32818	Водородсодержащий и углеводородный газы. Определение объёмной доли компонентов методом газовой хроматографии	0,01-100,00% об. 0,1-500 об. доля, млн ⁻¹
50	209806-07 от 23.10.2007	Конденсат газовый нестабильный. Методика выполнения измерений плотности	от 600 кг/м ³ до 800 кг/м ³
51	89606-08 от 28.03.2008	Катализатор. Массовая доля кокса	от 0,01% до 2,00%
52	01.00257-2008/ 27606-10 от 25.10.2010	Конденсат газовый нестабильный. Методика измерения плотности	от 500 кг/м ³ до 900 кг/м ³
53	01.00257-2008/ 39006-12 от 27.12.2012	Смесь водометанольная. Массовая доля метанола в водометанольной смеси	от 0,10% до 3,00%
54	01.00257-2013/ 3306-17 от 27.04.2017 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 ³
55	01.00257-2013/ 1706-18 от 02.03.2018 ФР.1.31.2018.30043	Газы углеводородные сжиженные. Определение плотности на основе данных о компонентном составе. МИ	500-600 кг/м ³
56	01.00257-2013/ 1806-18 от 02.03.2018 ФР.1.31.2018.30074	Газы углеводородные сжиженные. Определение избыточного давления насыщенных паров на основе данных о компонентном составе. МИ	0,06-2 МПа
57	01.00257-2013/ 16706-17 от 18.12.2017 ФР.1.31.2018.29002	Газы углеводородные сжиженные топливные. Определение объёмной доли жидкого остатка	0,5-2%
58	01.00257-2013/ 16806-17 от 08.12.2017 ФР.1.31.2018.29003	Газы углеводородные сжиженные топливные. Определение октанового числа	от 89,0 до 98,0 включ.
59	01.00257-2013/ 1006-18 от 06.02.2018 ФР.1.31.2018.29843	Газы углеводородные сжиженные. Определение давления насыщенных паров манометрическим методом	0,06-1,7 МПа
60	01.00257-2013/ 3106-20 от 06.04.2020 ФР.1.31.2020.37066	Диметилдисульфид и диалкилдисульфиды. Определение массовой доли воды методом газовой хроматографии	0,01-0,06%

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

Факс: + (843) 272-40-93

[http: www.vniius.ru](http://www.vniius.ru)

**Директор, д.т.н.,
профессор ВИЛЬДАНОВ А.Ф.**

