

Научно-редакционный совет:

А. Б. АМЕРИК,
С. В. ДЕЙНЕКО,
Е. А. ЛУКАШЕВ,
Е. А. МАЗЛОВА,
М. А. МЕДВЕДЕВА,
А. З. МИРКИН,
О. И. СТЕКЛОВ,
В. С. ШУПЛЯКОВ,
Ф. М. ХУТОРЯНСКИЙ

Редакция:

Н. Н. ПЕТРУХИНА (редактор,
ответственный секретарь),
О. В. ЛЮБИМЕНКО (редактор),
В. В. ЗЕМСКОВ (оформление
и верстка)

СОДЕРЖАНИЕ

**ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ
НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

И. А. Буртная, О. О. Гачечиладзе, Н. В. Шафаренко
МЕМБРАННОЕ ВЫДЕЛЕНИЕ КЕРОСИНОВОЙ
И ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИЙ ИЗ СМЕСИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ
И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА 2

И. М. Колесников, С. И. Колесников, Т. П. Клокова
ЗАВИСИМОСТЬ ИНДУКЦИОННОГО ПЕРИОДА БЕНЗИНОВ
ОТ КОНЦЕНТРАЦИИ АНТИОКИСЛИТЕЛЬНОЙ ПРИСАДКИ 4

**ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ
И ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР**

Д. П. Варламов, О. И. Стеклов
АНАЛИЗ ДАННЫХ ВНУТРИРУБНОЙ ДЕФЕКТΟΣКОПИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ДЕФЕКТАМ
КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ
И СВАРНЫМ СОЕДИНЕНИЯМ 6

Э. А. Микаэлян
ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ
КОНСТРУКЦИИ ГАЗОТУРБИННЫХ
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ 17

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ АУДИТ

Б. П. Туманян, Н. Н. Петрухина
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ
ПО ПОКАЗАТЕЛЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ..... 26

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В. Н. Башкин, Р. В. Галиулин, Р. А. Галиулина
ГИГИЕНИЧЕСКОЕ НОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ..... 39

PERSONALIA

ВАДИМ ИВАНОВИЧ ЧЕРНИКИН
(К 100-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ)..... 43

ИНФОРМАЦИЯ И СТАТИСТИКА..... 48

Адрес редакции:

111116, Москва, ул. Авиамоторная, 6.
Тел./факс: (495) 361-11-95.
e-mail: tpps@list.ru

При перепечатке любых материалов
ссылка на журнал
«Промышленный сервис»
обязательна.

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации в материалах,
в том числе рекламных, предоставленных
авторами для публикации.

Журнал зарегистрирован в Министерстве РФ
по делам печати, телерадиовещания
и средствам массовой коммуникации.
Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77-44240 от 17.03.2011 г.

ISSN 2224-9656

Подписной индекс в каталоге
агентства «Роспечать» 46831

Материалы авторов не возвращаются.

Тираж 1000 экз.

Отпечатано ООО «Стринг»
E-mail: String_25@mail.ru

Мембранное выделение керосиновой и дизельной фракций из смеси тяжелой нефти и газового конденсата

И. А. Буртная, О. О. Гачечиладзе, Н. В. Шафаренко
Национальный технический университет Украины
«Киевский политехнический институт»

Предложена технология мембранного разделения, позволяющая выделять из смесей жидких углеводородов фракции с одновременной очисткой их от соединений серы.

Ключевые слова: мембранное разделение, фракция, остаток, первапорация.

Выделение узких фракций из нефти, газового конденсата или других смесей жидких углеводородов является весьма сложной задачей для современной нефтеперерабатывающей промышленности, тем более в случае переработки смесей с высоким содержанием серы. Решение этой задачи упрощает технология мембранного разделения, обеспечивающая не только четкое выделение необходимых фракций, но и значительное снижение содержания в них серы.

Исследуемое сырье представляло собой смесь тяжелой высокосернистой (2,2% мас.) нефти с газовым конденсатом. Нефть и газовый конденсат смешивали с целью получения прямогонного бензина и дизельной фракции с допустимым содержанием серы (0,2% мас.). Однако после отбора прямогонного бензина разделение остатка традиционными методами весьма затруднено и недешево из-за близости температур кипения керосиновой и дизельной

фракций, а использование смеси этих фракций невозможно по причине высокого содержания серы (1,89% мас.).

Цель данной работы — разделение исходной смеси с помощью мембранной технологии на фракции, имеющие коммерческую ценность, используя тем самым весь потенциал исходного сырья. В таблице представлены фракционный состав и некоторые характеристики исходного сырья и выделенных фракций.

Разделение проводили в двух конструктивно идентичных первапорационных мембранных аппаратах. Схема одного из них представлена на рисунке.

Для выделения керосиновой фракции применяли мембраны типа «Б», температура выделения составляла 50°C; для выделения компоненты дизельной фракции применяли мембраны типа «Д», температура выделения составляла 80°C. Давление в обоих случаях — ат-

Фракционный состав и характеристики исходного сырья и выделенных полупродуктов

Показатели	Температура выкипания, °C			
	исходной смеси	керосиновой фракции	дизельной фракции	остатка — печного топлива
Выкипает, % об.				
н.к.	171	152	175	175
10	185	160	185	196
20	205	170	192	214
30	218	175	197	230
40	236	179	202	241
50	251	182	208	258
60	269	187	216	278
70	294	192	225	299
80	313	198	236	319
90	330	215	258	350
96		241	282	
к.к.	340	241	295	366
Остаток + потери, %	10	4	4	10
Плотность при 20°C, кг/м³	842	792	817	870
Содержание серы, % мас.	1,89	0,12	0,23	2,6

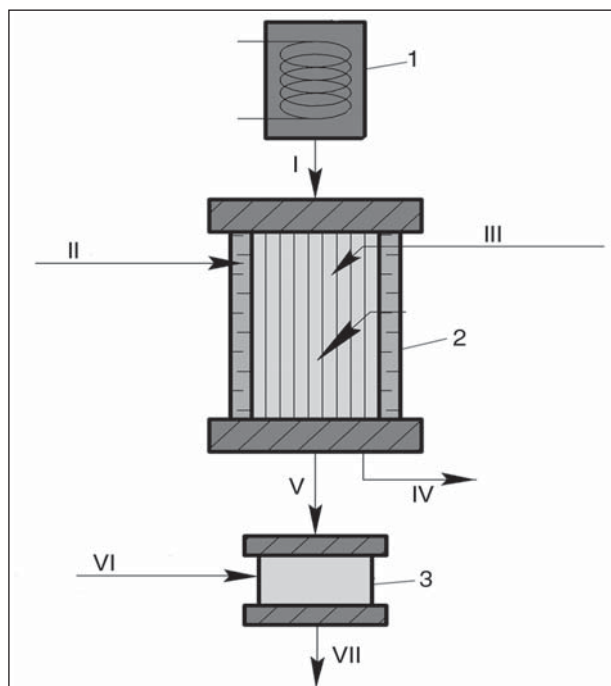


Схема блока перапарационной мембранной установки:

1 — нагреватель; 2 — мембранный перапарационный аппарат; 3 — холодильник; I — инертный газ; II — горячий теплоноситель; III — сырье; IV — остаток; V — парогазовая смесь; VI — холодный теплоноситель; VII — выделенная фракция

мосферное. Перед проведением эксперимента с помощью градуированных мембран типов «Б» и «Д» определяли содержание соответствующих фракций в исходной смеси: керосиновой фракции — 11%, дизельной фракции — 45%. Анализ результатов мембранного разделения показывает, что содержание серы в выделенных керосиновой и дизельной фракциях значительно уменьшилось (см. таблицу), так как серосодержащие соединения концентрируются в остатке (печном топливе).

Для снижения содержания серы до 0,01% мас. можно предложить мембранную очистку обеих фракций [1, 2]. Кроме того, мембранная технология позволяет выделить из остатка компоненты масел (типа индустриального) с помощью сорбционных мембран [3].

Таким образом, используя технологию мембранного перапарационного разделения, можно выделить из сложной многокомпонентной смеси жидких углеводородов ценные коммерчески привлекательные компоненты товарных нефтепродуктов. Последние можно использовать отдельно как компоненты реактивного и дизельного топлива или объединить их для получения дизельного топлива. После выделения масла из печного топлива остаток можно использовать для дальнейшей переработки.

Литература

1. Буртная И. А., Ружинская Л. И. Извлечение соединений серы из дизельного топлива с использованием мембран // В кн.: *Materialy III Miedzynarodowej naukowo-praktycznej konferencji «Wiadomosci naukowej mysli – 2007»*. — Rolnictwo. Ekologia. Chemia i chemiczne technologie. Nauka i studia. — Тым 9. — Str. 36–40.
2. Пат. 75259 (Україна). Спосіб очищення дизельного палива від сірковмісних сполук / Буртна І. А., Ружинська Л. І., Шафаренко М. В. и др.
3. Пат. 79212 (Україна). Спосіб фракціонування кислих гудронів / Буртна І. А., Гачечіладзе О. О., Прохоров С. А. и др.

References

1. *Burtyna I. A., Ruzhinskaya L. I. Izvlechenie soedinenij sery iz dizel'nogo topliva s ispol'zovaniem membran* // In: *Materialy III Miedzynarodowej naukowo-praktycznej konferencji «Wiadomosci naukowej mysli – 2007»*. — Rolnictwo. Ekologia. Chemia i chemiczne technologie. Nauka i studia. — V. 9. — P. 36–40.
2. Pat. 75259 (Ukraine). Sposib ochishhennja dizel'nogo paliva vid sirkovmisnih spoluk / Burtyna I. A., Ruzhins'ka L. I., Shafarenko M. V. et al.
3. Pat. 79212 (Ukraine). Sposib frakcionuvannja kislih gudroniv / Burtyna I. A., Gachechiladze O. O., Prohorov S. A. et al.

I. A. Burtyna, O. O. Gachechiladze, and N. V. Shafarenko
National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute»

Membrane Separation of Heavy Oil and Gas Condensate Mixture into Kerosene and Diesel Fractions

A membrane separation technology for extraction of separate fractions from liquid hydrocarbon mixtures with simultaneous purification of separated fractions from sulphur compounds is put forward.

Key words: membrane separation, fraction, residue, pervaporation.

Зависимость индукционного периода бензинов от концентрации антиокислительной присадки

И. М. Колесников, С. И. Колесников, Т. П. Клокова
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Представлены закономерности повышения индукционного периода автомобильных бензинов с концентрацией антиокислительных присадок. Предложено параметрическое уравнение для расчета индукционного периода.

Ключевые слова: бензин, антиокислительная присадка, кинетика, индукционный период.

Бензины каталитического крекинга содержат парафиновые, нафтеновые, ароматические и непредельные углеводороды. Бензины при хранении поглощают из атмосферы кислород, поэтому непредельные углеводороды вступают в реакции конденсации друг с другом и с другими углеводородами с образованием смолистых соединений. Последние ухудшают цвет бензина, работу двигателя внутреннего сгорания, вызывают закоксовывание деталей двигателя, что может привести к залипанию поршней в цилиндрах и ухудшить работу других деталей.

Качество товарных автомобильных бензинов определяется, в частности, индукционным периодом, который соответствует времени начала интенсивного окисления бензина. Индукционный период зависит от многих факторов: температуры, перемешивания бензина, наличия в резервуаре окисленных компонентов — катализаторов, парциального давления кислорода и других нерегулируемых факторов.

Индукционный период можно повышать, добавляя к бензину оптимальное количество антиокислительных присадок. Эти присадки оказывают ингибирующее действие на поведение кислорода в бензине по нескольким причинам: обрыв цепей, образующихся при взаимодействии кислорода с молекулами углеводородов, образование устойчивых кислородсодержащих соединений (фенольных), проявляющих ингибирующие свойства, перенос возбужденных пероксидных соединений углеводородов на стенки резервуара и стабилизация этих соединений путем передачи избыточной энергии стенкам резервуара. Разработка новых антиокислительных присадок для бензинов является актуальной задачей. Цель данной работы — исследование антиокислительных свойств используемой в промышленности присадки агидол-1 и новой присадки А-8СМ.

Для исследования индукционного периода использовали бензин марки Нормаль-80, характеристики которого приведены ниже.

Октановое число	
ММ	77
ИМ	81
Индукционный период, мин	390
Содержание бензола, %	0,48
Содержание смол, мг/100 см ³	1,2
Плотность, кг/м ³	700
Давление насыщенных паров, кПа	76,3
Пределы выкипания, °С	30–198
Индекс испаряемости	1071

Видно, что используемый бензин характеризуется малым индукционным периодом. По стандартной методике изучали изменение индукционного периода бензина при добавлении присадок Агидол-12 и АСМ-1 в количестве от 10 до 100 г на 1 т бензина. Данные о повышении индукционного периода бензина с концентрацией присадок приведены в таблице.

Видно, что присадки имеют разную эффективность в отношении повышения индукционного периода бензина. Антиокислительная активность присадки АСМ-1 в 1,6–2,5 раза выше активности присадки Агидол-12. При повышенных концентрациях присадок в бензине происходит явление самоингибирования присадок, вероятно, вследствие образования прочных комплексов молекул присадок. Из опытной закономерности:

$$\tau = f(C),$$

где τ — индукционный период; C — концентрация присадки, следует, что первая производная от времени индукции по концентрации присадки больше 0:

$$\frac{d\tau}{dC} > 0. \quad (1)$$

Левая часть уравнения (1) является функцией от индукционного периода и концентрации присадки:

Повышение индукционного периода бензина в зависимости от концентрации присадок Агидол-12 и АСМ-1

Концентрация присадки Агидол-12, г/т	Индукционный период, мин	Концентрации присадки АСМ-1, г/т	Индукционный период, мин
0	390	0	390
10	400	10	1060
20	450	20	1280
40	580	40	1440
60	840	60	1600
80	1000	80	1620
100	1100	100	1640

$$\frac{d\tau}{dC} = f(C, \tau). \quad (2)$$

Функцию в правой части уравнения (2) можно представить в такой форме:

$$f(C, \tau) = kC^m(\tau + 1), \quad (3)$$

где k — константа скорости изменения индукционного периода; m — показатель степени.

Подставляем (3) в (2):

$$\frac{d\tau}{dC} = kC^m(\tau + 1).$$

Разделяя переменные и интегрируя в заданных пределах, получаем логарифмически-степенное уравнение:

$$\ln \frac{\tau + 1}{\tau_0 + 1} = k \frac{(C + 1)^m}{m + 1} - \frac{k}{m + 1}.$$

Допуская, что $m = -2$, получим следующее уравнение:

$$\ln \frac{\tau + 1}{\tau_0 + 1} = k \left(\frac{1}{C_0} - \frac{1}{C} \right). \quad (4)$$

Данные таблицы были обработаны по уравнению (4), и было получено следующее уравнение математической модели:

$$\ln \frac{\tau + 1}{390 + 1} = 18,1 \left(\frac{1}{10} - \frac{1}{C} \right).$$

Полученное уравнение адекватно экспериментальной зависимости изменения индукционного периода бензина от концентрации антиокислительной присадки. Это уравнение удобно для практической интерполяции и экстраполяции данных об изменении индукционного периода бензинов. Природа присадки отражена константой k скорости изменения индукционного периода.

I. M. Kolesnikov, S. I. Kolesnikov, and T. P. Klokova
Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Relationship between Gasoline Induction Period and Antioxidant Additive Concentration

Relationships between gasoline induction period increase and antioxidant additive concentration are presented. A parametric equation for induction period calculation is recommended.

Key words: gasoline, antioxidant additive, kinetics, induction period.

Вниманию специалистов!

Н. П. Лебединец

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРЕЩИНОВАТЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

В книге представлены некоторые результаты исследований по геолого-промысловой характеристике и анализу разработки массивных и массивно-пластовых залежей нефти с трещиноватыми коллекторами. Большое внимание уделяется формированию систем разработки таких объектов в соответствии с их геолого-промысловыми особенностями. Рассматриваются многие известные месторождения такого типа — Ардалинской группы, Вала Гамбурцева, Приразломное, Нижнего Поволжья, Грозненского района, Белый Тигр и др. Обсуждаются также некоторые общие вопросы оценки и разработки нефтяных месторождений безотносительно к типу коллекторов и залежей.

Для научных и инженерно-технических работников нефтяной промышленности, преподавателей и студентов нефтяных вузов.

М.: ООО «ИНСОФТ», 2011. — 187 с.

Анализ данных внутритрубной дефектоскопии магистральных газопроводов по дефектам коррозионного растрескивания под напряжением и сварным соединениям

Д. П. Варламов, О. И. Стеклов
ЗАО «НПО «Спецнефтегаз»,
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

По данным внутритрубной дефектоскопии рассмотрена дефектность коррозионного растрескивания под напряжением и аномалии кольцевых сварных соединений на протяженной многониточной системе магистральных газопроводов в Поволжье и Центральном регионе. Показано, что большое количество аномалий сварных соединений является риском для безопасной эксплуатации системы магистральных газопроводов не только из-за возможности разрушения сварного соединения, но также в результате формирования дополнительного фактора зарождения и развития дефектов коррозионного растрескивания под напряжением в зоне пересечения продольных и кольцевых сварных швов.

Ключевые слова: мониторинг магистральных газопроводов, внутритрубная дефектоскопия, коррозионное растрескивание под напряжением, аномальные кольцевые сварные соединения.

Стабильность поставки газа потребителям в Российской Федерации, странах Восточной и Западной Европы и Балканском регионе в значительной мере зависит от надежности и безопасности работы единой системы газопроводов ОАО «Газпром». В России наблюдается постепенное увеличение объема добычи газа с прогнозом 670 млрд м³ в 2020 г. Но созданная еще в советский период единая газотранспортная система в связи с распадом СССР претерпела существенные изменения. Многониточные коридоры магистральных газопроводов (МГ) теперь проходят по зарубежным странам, и контроль их состояния во многом зависит от зарубежных партнеров. Срок эксплуатации всей системы МГ бывшего СССР в среднем достигает 30 лет и более [1].

В настоящее время, как в России, так и за рубежом отработана технология поддержания целостности МГ и своевременного вывода их в ремонт с целью безаварийной работы и повышения пропускной способности газопроводов при проектном давлении газа. Основными этапами технологии поддержания целостности МГ являются:

- регулярное проведение внутритрубной дефектоскопии трубопроводов;
- оценка опасности выявленных дефектов и мониторинг их развития;
- своевременное выполнение ремонтно-восстановительных работ по дефектам, представляющим опасность для целостности МГ.

Современный уровень развития экономики в условиях жесткой конкуренции предъявляет

все более серьезные требования к разработке самых современных технологий, их стабильности при производстве продукции и предоставлении услуг. В этом случае качество, надежность и долговечность работы производимой продукции играют решающую роль в успешной деятельности не только отдельных предприятий, но и целых отраслей экономики страны. Поэтому контроль состояния материалов и качества продукции приобретает большую важность. Совершенствование методик контроля труб магистральных трубопроводов осуществляется с использованием самых современных достижений и разработок науки и техники — тепловых, оптических, рентгеновских, различных видов жесткого и мягкого радиационного излучения, ультразвука, вихревых токов, магнитного поля и других методов физического металловедения.

Для труб магистральных газопроводов особую опасность могут представлять участки остаточных сварочных напряжений в зоне термического влияния сварного шва или в зоне догиба кромок листа, так как места локальных напряжений в металле являются едва ли не основной причиной возникновения и развития дефектов коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Поскольку точное местоположение дефекта КРН подземного газопровода известными методами физического металловедения предсказать сложно, а ультразвуковая внутритрубная дефектоскопия (ВТД) газопроводов является слишком дорогостоящей, значительные

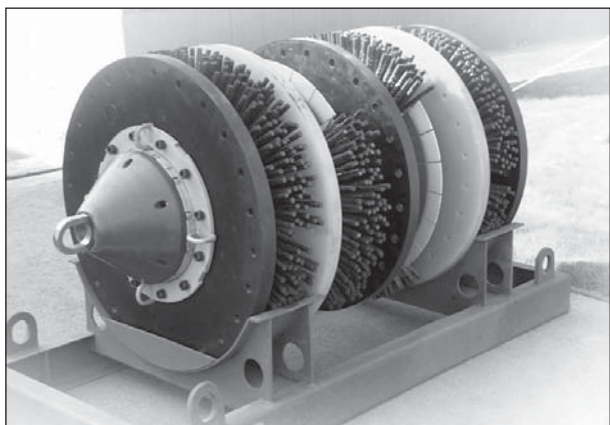


Рис. 1. Очистной поршень

усилия были направлены на развитие магнитной внутритрубной дефектоскопии.

К серьезным достижениям последних 15 лет можно отнести создание в ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» комплекса магнитных средств дефектоскопии для обследования магистральных нефте- и газопроводов. Отечественные снаряды-дефектоскопы позволяют проводить сплошное диагностическое обследование состояния трубопроводов и оценивать опасность обнаруженных повреждений труб. Комплекс ВТД состоит из нескольких снарядов, каждый из которых выполняет свою функцию. Последовательный запуск снарядов позволяет производить уборку мусора и отложений в трубе, определять профиль труб и возможность прохождения снарядов-дефектоскопов по трассе, промагничивать трубопровод и с высокой точностью выявлять характер и местоположение повреждения [2]. Комплекс снарядов для внутритрубной дефектоскопии представлен на рис. 1–5.

Очистной поршень (рис. 1) предназначен для очистки внутренней полости трубопровода от му-

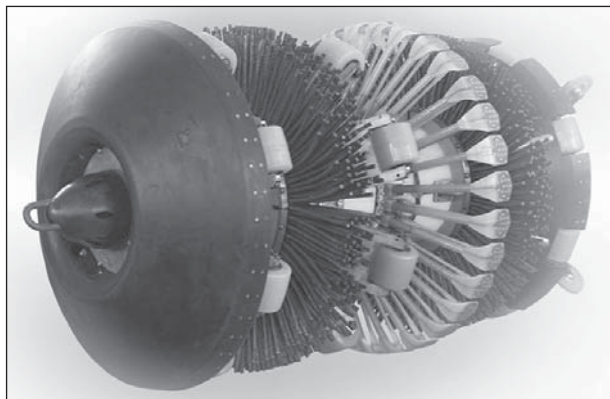


Рис. 2. Внутритрубный односекционный магнитный очистной поршень с байпасным устройством

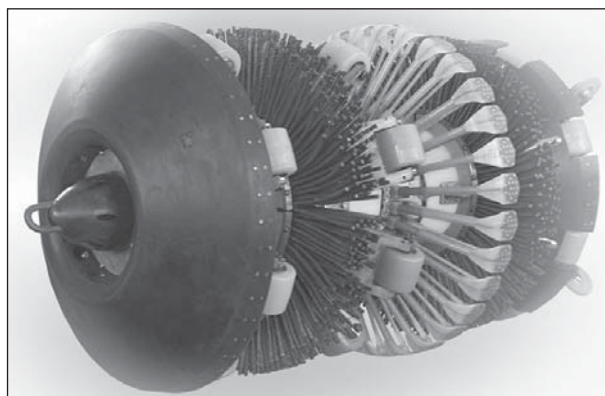


Рис. 3. Электронный многоканальный снаряд-профилемер

сора и отложений и оборудован калибровочными пластинами для первичного определения проходимости участка трубопровода. Внутритрубный односекционный магнитный очистной поршень с байпасным устройством (рис. 2) предназначен для очистки внутренней полости трубопровода от ферромагнитных отложений и первичного промагничивания. Электронный многоканальный снаряд-профилемер (рис. 3) используется для выявления вмятин, гофр и овальности труб, регистрации их размеров и местоположения на трассе газопровода, считывания сварных поперечных швов, первичной регистрации коррозионных дефектов.

Внутритрубный двухсекционный магнитный дефектоскоп продольного намагничивания с байпасным устройством (рис. 4) предназначен для выявления на внутренней и внешней поверхностях стенки трубы дефектов потери металла:

- общей и питинговой коррозии;
- поперечных канавок;
- поперечных трещин;
- аномалий в поперечных сварных швах;
- дефектов механического происхождения — задигов, царапин;
- дефектов металлургического характера — внутритрубных расслоений;
- неметаллических включений.

Данный снаряд имеет активный байпас с коэффициентом регулирования скорости прогона, равным 5 (снижение скорости с 10 до 2 м/с).

Внутритрубный двухсекционный магнитный дефектоскоп продольного намагничивания с байпасным устройством (рис. 5) используется для выявления:

- дефектов КРН;
- продольных трещин;
- дефектов потери металла — общей и питинговой коррозии, продольных канавок;
- аномалий в продольных сварных швах;

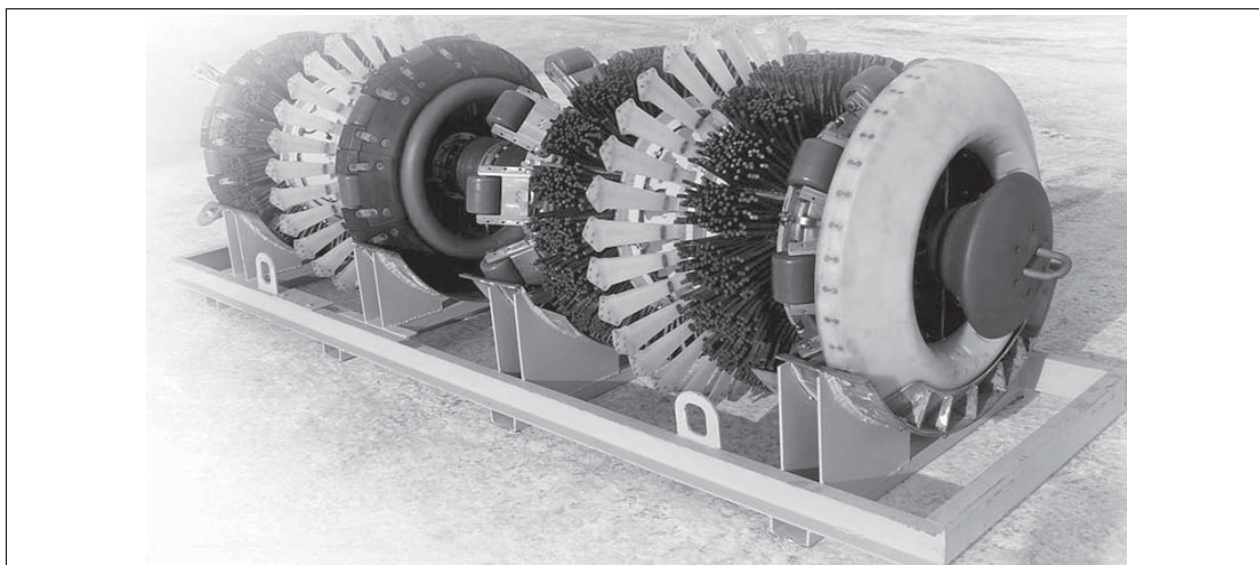


Рис. 4. Внутритрубный двухсекционный магнитный дефектоскоп продольного намагничивания с байпасным устройством

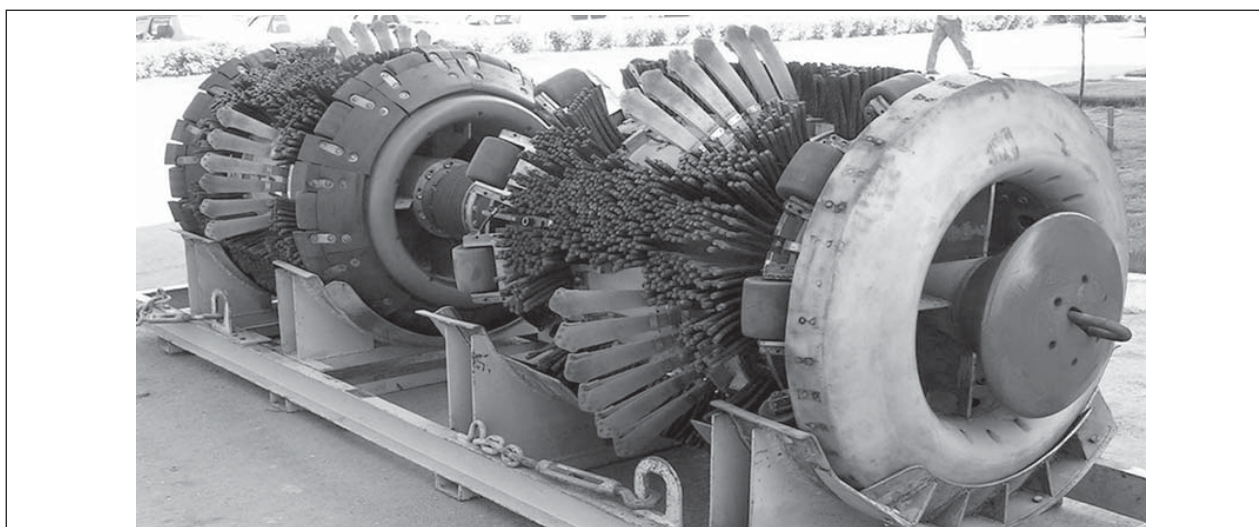


Рис. 5. Внутритрубный двухсекционный магнитный дефектоскоп поперечного намагничивания с байпасным устройством

- дефектов механического происхождения продольной ориентации — задиров, царапин;
- дефектов металлургического характера — внутриваловых расслоений;
- неметаллических включений.

Этот снаряд имеет активный байпас с коэффициентами регулирования скорости прогона, равным 5 (снижение скорости с 10 до 2 м/с).

В настоящей работе по данным 3-х последовательных ВТД, выполненных научно-производственным объединением ЗАО «НПО Спецнефтегаз» в период с 2000 до 2010 г.,

проведен сравнительный анализ дефектности протяженной системы МГ диаметром 1420 мм в двух соседних регионах России — Поволжье и Центральном регионе, различающихся природно-климатическими условиями. Анализ дефектности включал схему распространения по большей части МГ в регионах дефектов КРН и аномальных кольцевых сварных соединений.

Были рассмотрены данные дефектности 21-го участка* Центрального региона (проведены 3 ВТД) и 21-го участка Поволжья (проведены 3 ВТД) на 6-ти параллельных нитках магистраль-

* Участком называется расстояние от одной компрессорной станции до другой, средняя протяженность участка МГ составляет примерно 100 км.

ных газопроводов. Проведен анализ влияния повышенной дефектности КРН и аномальных кольцевых сварных соединений на безопасную эксплуатацию системы МГ в двух соседних регионах России.

Дефекты коррозионного растрескивания под напряжением

В результате исследования влияния значений напряжений и выявления компонента напряжений, определяющего растрескивание и траекторию трещины, установлено, что коррозионные трещины обусловлены растягивающими компонентами напряжений независимо от метода нагружения. Для всех металлов время до растрескивания непрерывно уменьшается при повышении напряжений. Увеличение напряжений, обусловленных внешней нагрузкой, и остаточных напряжений приводит к ослаблению и нарушению сплошности защитных пленок, увеличивает концентрацию упругопластических деформаций в микротрещинах и в вершине развивающейся трещины, интенсифицирует протекание механических, коррозионных и сорбционных процессов, связанных с концентрацией деформации. Интенсификация всех сопряженных процессов при увеличении напряжений приводит, в конечном счете, к ускорению коррозионного растрескивания [3].

Дефекты КРН в период времени с I по III ВТД были выявлены на всем протяжении МГ (рис. 6). Количество дефектов КРН, выявленных в III ВТД, больше, чем выявленных во II ВТД, т. е. в III ВТД дефекты КРН были выявлены на тех участках, где раньше они выявлены не были. На тех участках, где в предыдущие ВТД были выявлены дефекты КРН, в III ВТД были выявлены дефекты КРН в тех же зонах участка и вблизи зон повышенной активности КРН. Это означает, что, несмотря на ремонтно-восстановительные работы, снизить активность процесса зарождения и развития дефектов КРН не удается.

В Центральном регионе дефектов КРН немного, но количество выявляемых дефектов увеличивается от I к III ВТД. Новые дефекты обнаруживаются не только в начале, но и в середине, и даже в конце участка. Абсолютное большинство дефектов КРН обнаруживается на участке КС1–КС2. Явная зональность обнаруживается даже на этом участке — в III ВТД большое количество дефектов выявлено на двух из пяти параллельных нитках (нити 3 и 5). В Центральном регионе большое количество дефектов КРН образуется при переходах МГ через реки, в поймах рек (восточная граница — КС1, КС1–КС2), дефекты КРН были выявлены на параллельных

нитках на участке протекания достаточно крупной реки и ее притоков. Различие в количестве дефектов КРН на параллельных нитках, проходящих в одинаковой местности, объясняется, в первую очередь, толщиной стенки и типами труб, уложенных на разных нитках [4].

Аномальные кольцевые сварные соединения

Специфические особенности, определяющие причины, характер, кинетику и механизм коррозионных разрушений сварных соединений, зависят в основном от физико-химического воздействия сварки. Последнее вызывает неблагоприятное изменение свойств металла и напряженное состояние, в связи с чем усиливается отрицательное воздействие среды, особенно в напряженном состоянии.

Анализ причин и механизмов отказов сварных соединений трубопроводов показывает, что, как правило, разрушение начинается с плоскостных поверхностных дефектов, расположенных, преимущественно, в корневом слое шва. Во всех случаях для обеспечения надежной и безопасной работы трубопровода необходимо предупредить развитие дефекта до образования сквозной трещины. Наиболее опасными являются плоскостные дефекты: трещины, непровары, подрезы. Одним из наиболее распространенных дефектов при сварке стыков труб как раз является непровар корня шва. Часто указанный дефект сочетается со смещением кромок. Полностью исключить появление в монтажных стыках непровара и смещение кромок технологически сложно.

Серьезную опасность представляют внезапные коррозионно-механические разрушения сварных соединений и конструкций с образованием трещин магистрального типа, вызванные совместным воздействием среды и напряжений при статическом (коррозионное растрескивание), повторно-статическом и циклическом нагружении [3]. Количество обнаруженных аномальных кольцевых сварных швов на МГ Поволжья и Центрального региона приведено на рис. 7.

В Поволжье обнаружено небольшое количество аномальных кольцевых сварных швов. В Центральном регионе, по причине благоприятных природных условий, можно было ожидать значительно меньшего количества аномалий кольцевых сварных швов по сравнению с Поволжьем. Однако из рис. 7, б видно, что в Центральном регионе почти в два раза больше аномалий кольцевых сварных швов. Причем на участках КС2–КС3 и КС3–КС4 количество аномальных

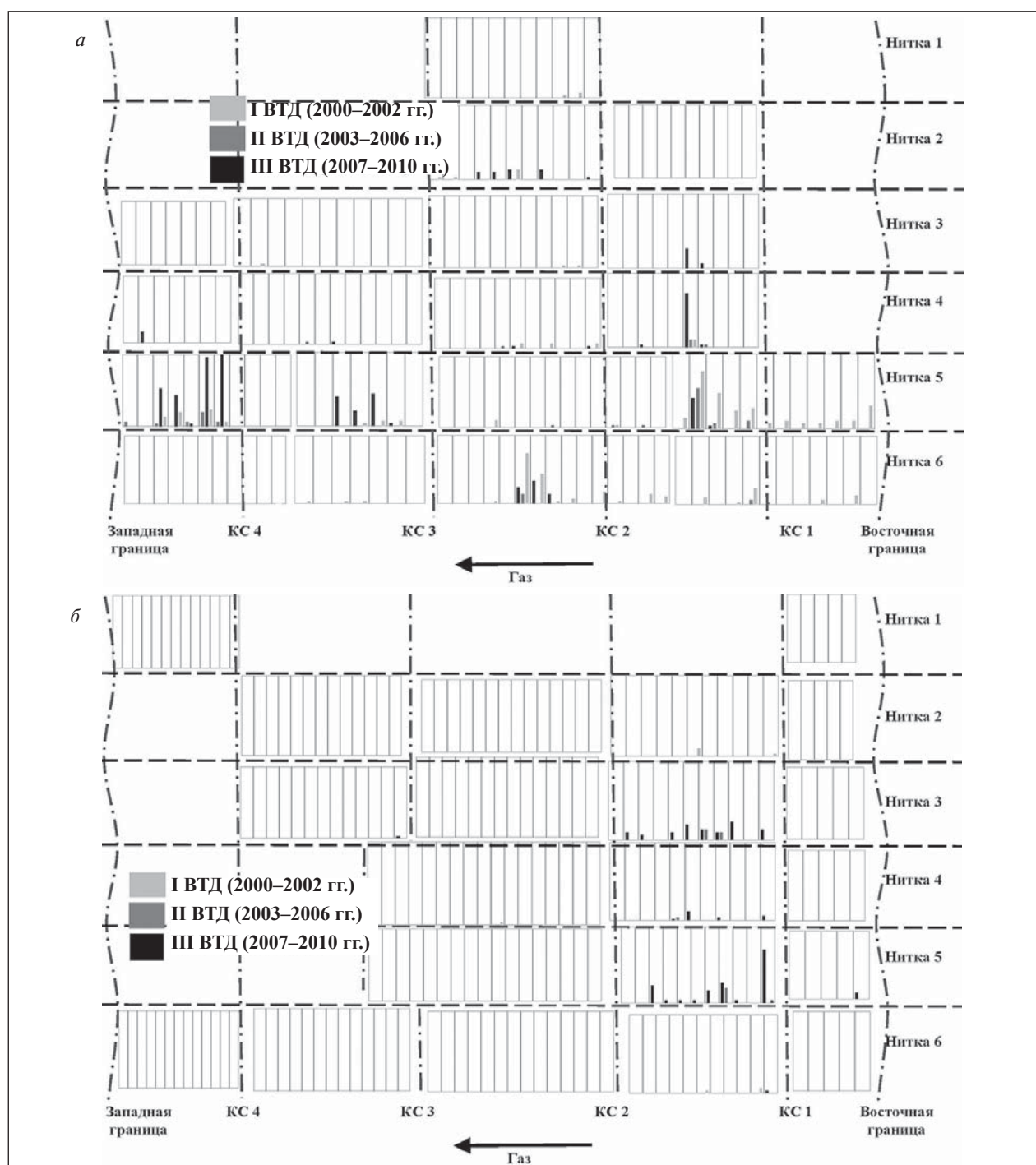


Рис. 6. Дефекты КРН в Поволжье (а) и Центральном регионе (б)
(шкала по оси ординат — 0–30 дефектов, шкала по оси абсцисс — участки, разбитые по 10 км)

стыков на всех 5-ти параллельных нитках газопровода максимально.

Оценка опасности аномальных сварных соединений

На рис. 8 показаны аномалии стыков, обнаруженные по результатам ВТД в Центральном регионе, Поволжье и Западной Сибири. Данные

для Западной Сибири, как региона с худшими природно-климатическими условиями эксплуатации МГ, приведены для сравнения. Необходимо особо отметить, что вид аномалии кольцевого сварного шва устанавливается по результатам ВТД и требует более точного определения при помощи средств наружной диагностики. Первая колонка гистограммы на рис. 8 отражает анома-

лии, вид которых не определен, что обусловлено ограниченными возможностями магнитного метода, использованного при ВТД.

Около половины всех аномальных стыков в Центральном регионе и Поволжье представляют серьезную опасность для эксплуатации газопроводов, т. е. являются непроварами или смещением кромок. Наличие такого большого

количества смещений кромок и непроваров связано, в первую очередь, с качеством строительства в данном регионе, а не с природно-климатическими условиями, благоприятность которых отражается в малом количестве аномалий, вызванных коррозией на стыках (9,3% в Центральном регионе, 4,1% в Поволжье и 29,6% в Западной Сибири).

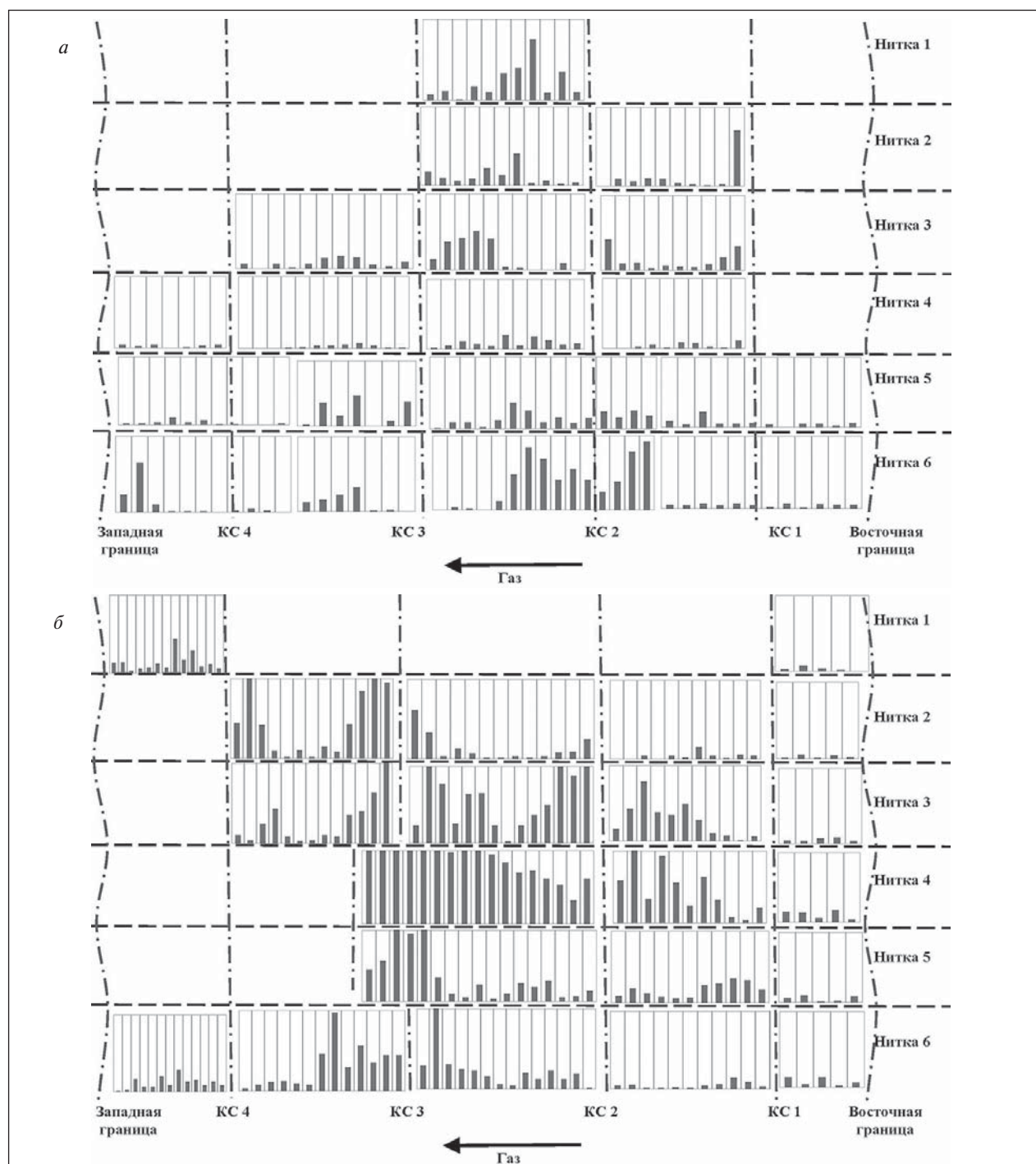


Рис. 7. Аномальные кольцевые сварные швы в Поволжье (а) и Центральном регионе (б) (шкала по оси ординат — 0–100 дефектов, шкала по оси абсцисс — участки, разбитые по 10 км)

Зависимость дефектов КРН от местоположения труб на участке, толщины стенки, вида труб и влияния продольного сварного шва

ЗАО «НПО «Спецнефтегаз», выполняющее внутритрубную дефектоскопию МГ с 1995 г., накопило большой массив данных о дефектах КРН, выявленных на различных трубах в разных регионах России. Часть результатов статистического анализа 5 млн труб с выявленными на них 5 500 дефектами КРН представлена ниже.

Зависимость удельной дефектности КРН от толщины стенки и типа труб диаметром 1420 мм приведена на рис. 9. Подверженность дефектам КРН тонкостенных (15–17,5 мм) труб в 2–3 раза больше, чем труб с толщиной стенки более 18 мм. Среди тонкостенных труб дефектность КРН двухшовных труб в 2 раза выше, чем одношовных. Процессы разрушения интенсифицируются пластической деформацией труб в зонах двойной пластической деформации, обусловленной технологией изготовления труб (подгибка кромок для сварки и последующая калибровка), на участках холодного гнутья, при укладке трубопровода с принудительным изгибом при монтаже, деформациях трубопровода, вызванных геофизическими процессами, и др.

Зависимость дефектности КРН от дефекта КРН до продольного сварного шва в двухшовных и одношовных трубах с толщиной стенки 15,7 мм газопроводов диаметром 1420 мм приведена на рис. 10. В зоне влияния продольного сварного шва двухшовных тонкостенных труб выявляется около 60% всех дефектов КРН. Данная картина абсолютно не характерна для одношовных тонкостенных труб. Таким образом, явно прослеживается значительное влияние технологии

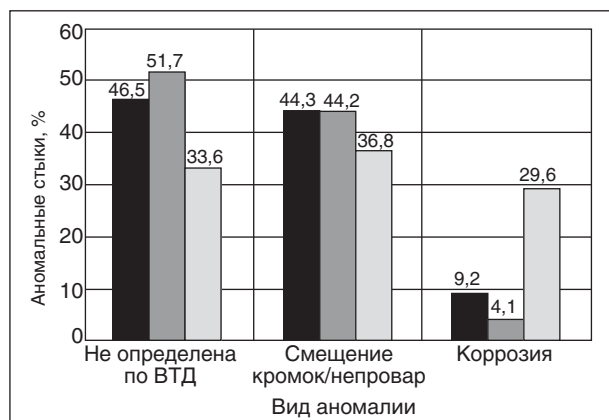


Рис. 8. Виды аномалий стыков, выявленные при III ВТД в Центральном регионе (■), Поволжье (▨) и Западной Сибири (□)

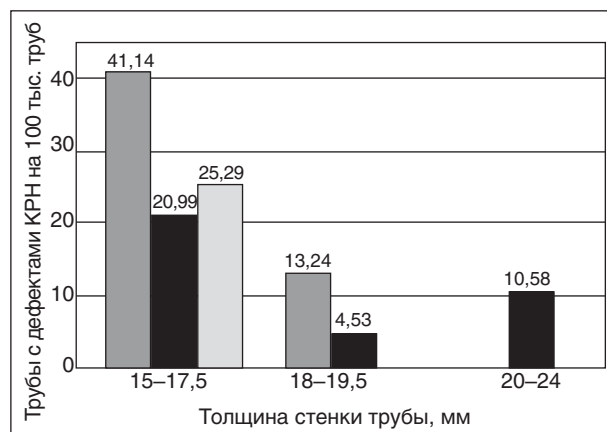


Рис. 9. Удельная дефектность КРН в зависимости от толщины стенки и типа труб: ■ — двухшовные; ■ — одношовные; □ — спиральношовные

изготовления двухшовных труб (подгиб кромок). Трубные стали весьма чувствительны к пластической деформации. При деформации более 3–4% резко снижаются циклическая долговечность и сопротивляемость коррозии под напряжением.

Расчеты напряжений, присутствующих в трубах газопроводов, основаны на схеме нагружения труб внутренним давлением с учетом плоского напряженного и объемного деформированного состояния в стенке трубы. В расчетах используются номинальные значения кольцевых $\sigma_{\text{кц}}$, продольных $\sigma_{\text{пр}}$ и радиальных $\sigma_{\text{ном}}$ напряжений, где радиальное напряжение принимается равным нулю. В цилиндрической системе координат, связанной с осью трубы, номинальное кольцевое напряжение $\sigma_{\text{оном}} = \sigma_{\text{кц}}$, а $\sigma_{\text{ном}} = \sigma_{\text{пр}}$. Номинальные напряжения рассчитываются по действующим на рассматриваемом участке газопровода рабочему давлению p , продольной силе $P_{\text{пр}}$, изгибающему моменту $M_{\text{пр}}$:

$$\sigma_{\text{оном}} = \sigma_{\text{кц}} = -pD/2\delta;$$

$$\sigma_{\text{зном}} = \sigma_{\text{пр}} = -P_{\text{пр}}/(\pi D\delta) + pD/2\delta;$$

$$\sigma_{\text{рном}} = 0,$$

где D и δ — фактические значения внутреннего диаметра и толщины стенки трубопровода; $\sigma_{\text{зном}}$ — продольное напряжение.

При известном давлении p и неизвестных $P_{\text{пр}}$ и $M_{\text{пр}}$ кольцевое напряжение определяется по приведенной формуле, а продольное принимается равным половине кольцевого: $\sigma_{\text{зном}} = \sigma_{\text{оном}}/2 = pD/4\delta$.

Используя приведенные формулы с коэффициентом запаса 0,72 и предполагая линейное снижение давления от начала к концу участка (рис. 11), получаем, что уровень достижимых напряжений для труб магистральных газопроводов

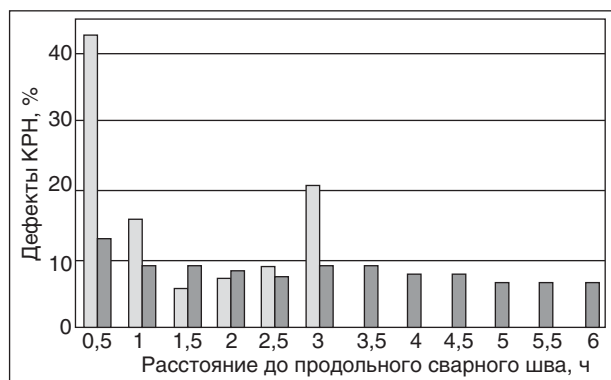


Рис. 10. Зависимость дефектности КРН от расстояния от дефекта КРН до продольного сварного шва в двухшовных (□) и одношовных (■) трубах с толщиной стенки 15,7 мм

диаметром 1420 мм с толщиной стенки около 15,8 мм в первой половине участка выходит за допустимые расчетные значения прочности текучести сталей, используемых в нефтяной и газовой промышленности: Х70 — 441 МПа, 10Г2ФБ — 441 МПа, 10Г2Т — 461 МПа, 10Г2БТ — 461 МПа (Харцызский трубный завод, прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки, лист импортной и отечественной поставки с заводской изоляцией) [5].

На локальных участках первой половины участка МГ из-за повышенных нагрузок вследствие сложного рельефа местности, обводненности, заболоченности и т. д. возможно достижение напряжений, выходящих за пороговые значения

прочности материала и приводящих трубы к коррозионному растрескиванию под напряжением.

Зависимость возможных напряжений на участке МГ от толщины стенки трубы МГ диаметром 1420 мм приведена на рис. 12. Эта зависимость в значительной мере объясняет различную дефектность КРН на длине участка МГ диаметром 1420 мм, полученную по данным ВТД.

Удельная дефектность КРН по участку МГ толстостенных и тонкостенных труб различного вида для МГ диаметром 1420 мм приведена на рис. 13. По всему участку газопровода дефектность КРН тонкостенных труб значительно выше, чем толстостенных. На первой половине участка МГ дефектность КРН тонкостенных двухшовных труб в разы превосходит стресс-коррозионную дефектность одношовных труб с такой же толщиной стенки. На второй половине участка дефектность КРН тонкостенных двухшовных и одношовных труб практически одинаковая. Из этого следует, что на первой половине участка создаются напряжения, которые в зоне влияния продольного сварного шва двухшовных тонкостенных труб приводят к коррозионному растрескиванию под напряжением [6].

Аномальные кольцевые сварные соединения как дополнительный фактор риска развития дефектов КРН в Центральном регионе

Как было показано выше, одним из наиболее значимых факторов зарождения и развития де-

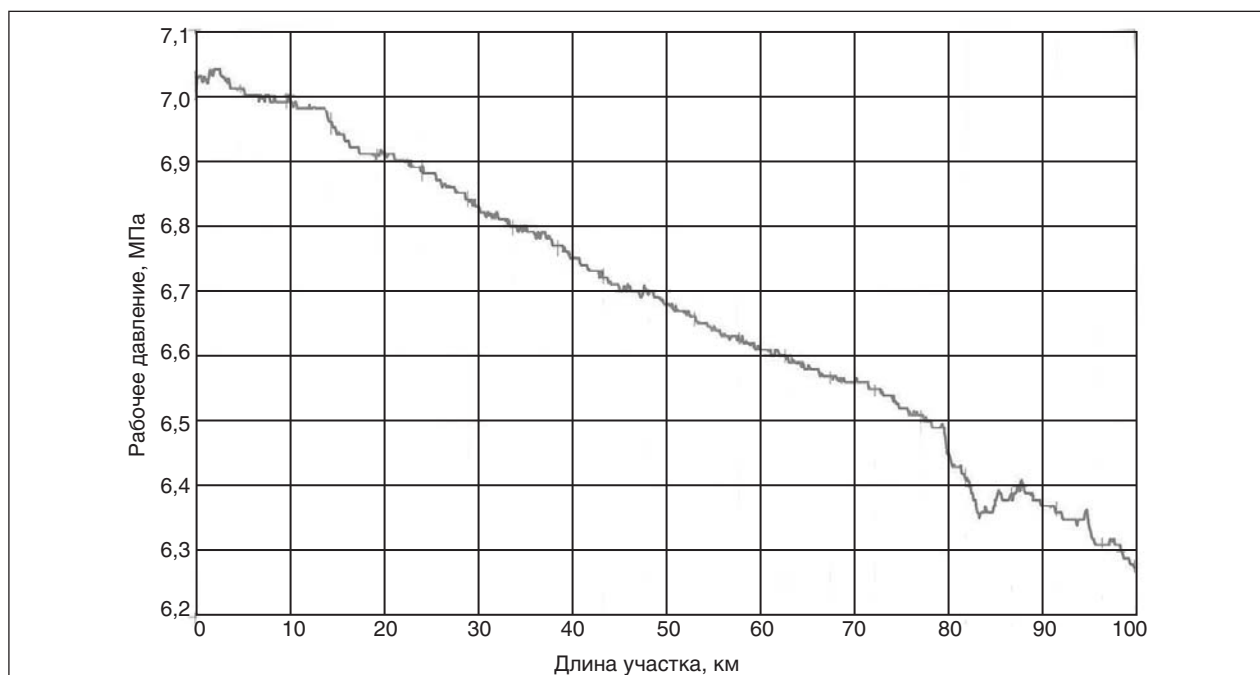


Рис. 11. График рабочего давления на участке МГ

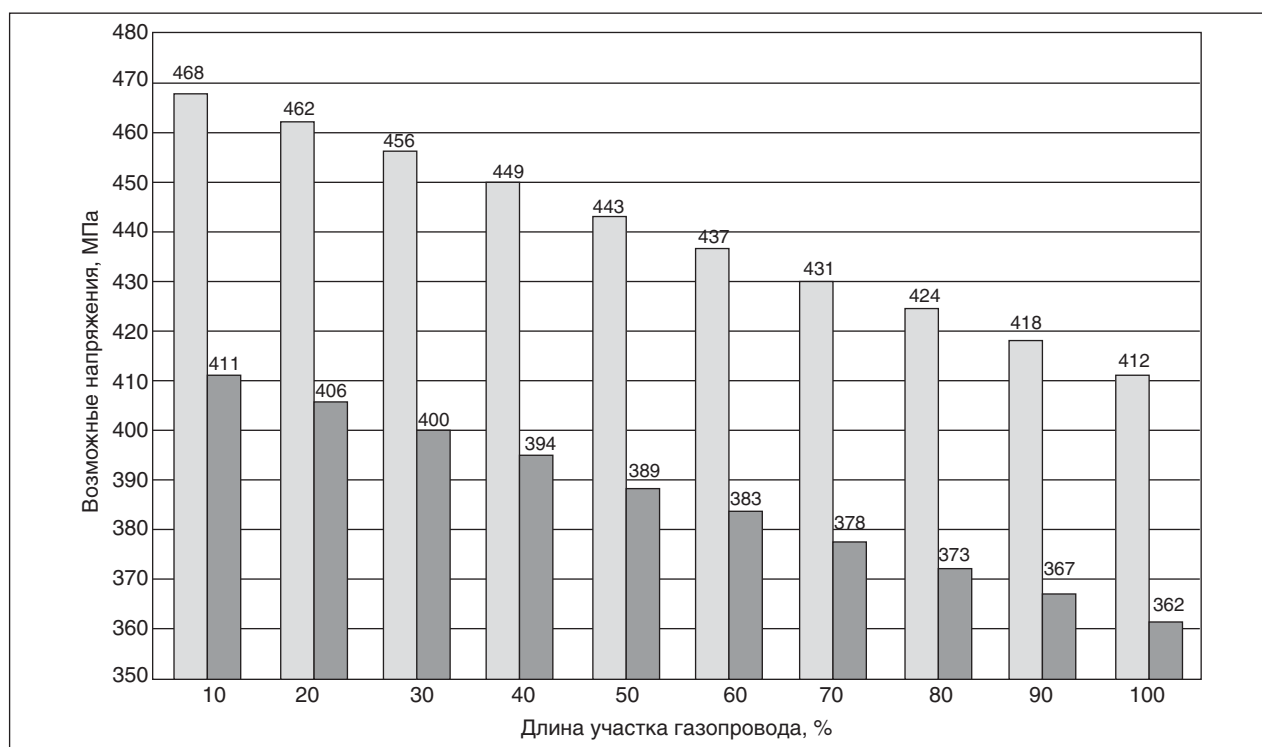


Рис. 12. Зависимость возможных напряжений на участке МГ от толщины стенки трубы, мм: □ — 15,8; ■ — 18

фектов КРН в МГ диаметром 1420 мм является толщина стенки и тип труб. Зависимость распределения аномальных кольцевых сварных швов от толщины стенки и типа труб в Центральном регионе приведена на рис. 14.

Более половины аномалий кольцевых сварных швов приходится на двухшовные тонкостен-

ные трубы, являющиеся особо потенциально опасными для зарождения и развития дефектов КРН (см. рис. 9 и 15).

От I к III ВТД возрастает количество труб с дефектами КРН. Это свидетельствует об увеличении скорости процесса коррозионного растрескивания под напряжением. Подавляющее боль-

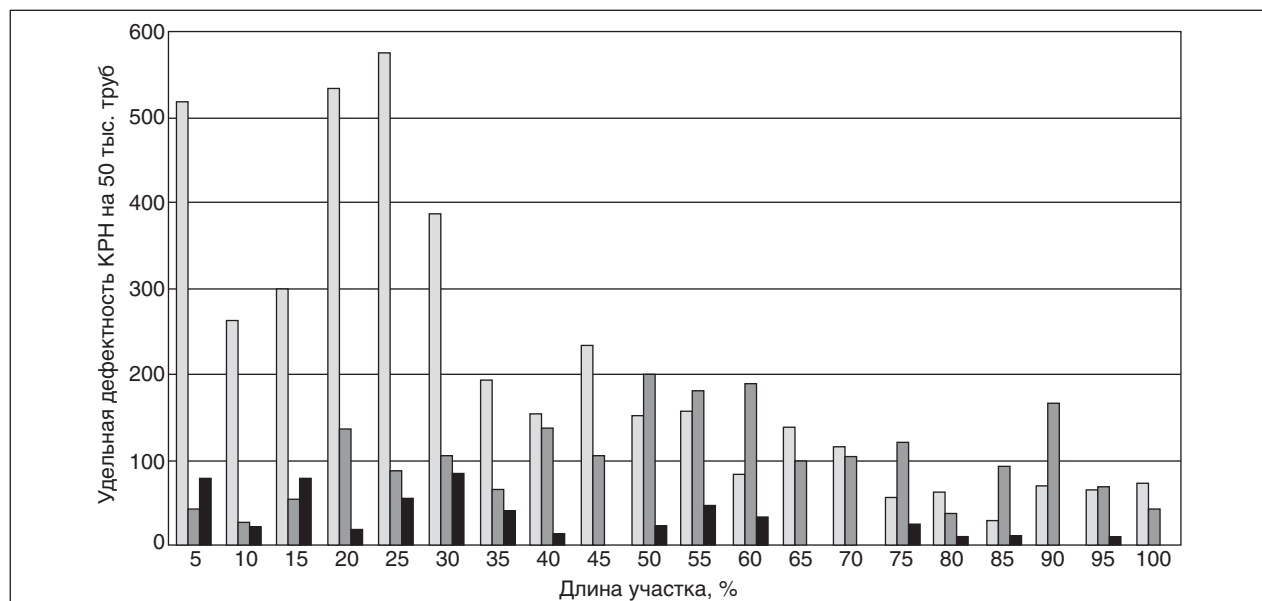


Рис. 13. Удельная дефектность КРН по участку МГ толстостенных и тонкостенных труб различного вида: □ — двухшовные трубы с толщиной стенки 15,8 мм; ■ — одношовные трубы с толщиной стенки 15,8 мм; ■ — трубы с толщиной стенки 18 мм

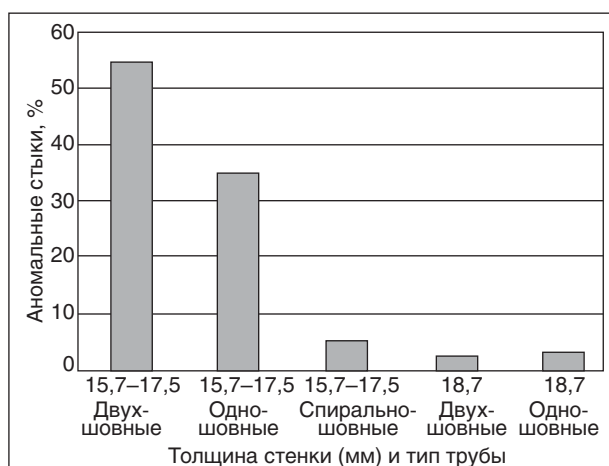


Рис. 14. Распределение аномальных сварных кольцевых швов в зависимости от толщины стенки и типа труб в Центральном регионе

шинство труб с дефектами КРН — тонкостенные. Если у тонкостенных одношовных труб не наблюдается значительного увеличения дефектности от I к III ВТД, то у тонкостенных двухшовных труб с дефектами КРН наблюдается значительное увеличение дефектности в III ВТД.

Так как тонкостенные двухшовные трубы являются фактором повышенного риска для зарождения и развития дефектов КРН, рассмотрим толщину стенки и типы труб, которые были уложены на участках МГ Центрального региона (рис. 16).

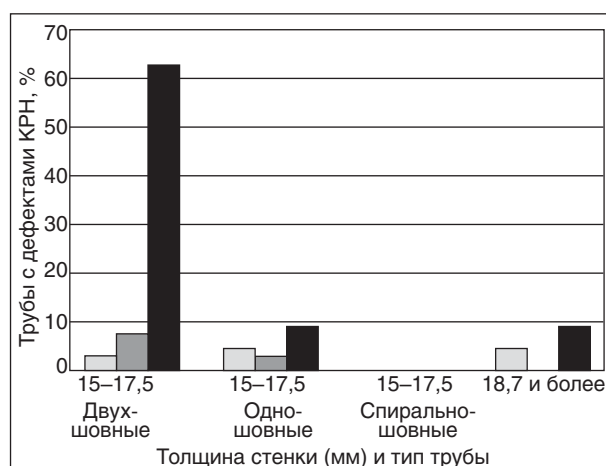


Рис. 15. Трубы, подверженные дефектам КРН в Центральном регионе: □ — I ВТД; ■ — II ВТД; ■ — III ВТД

Прослеживается явная связь между выявленными дефектами КРН и наличием тонкостенных двухшовных труб (толщина стенки трубы 15,7–17 мм) в местах повышенных внешних напряжений (наличие большого количества труб с большой толщиной стенки, т. е. более 18,7 мм). Различие в количестве дефектов КРН на параллельных нитках, проходящих в одинаковой местности, объясняется, в первую очередь, толщиной стенки и типом труб.

По статистике, в среднем, на одном участке трубы уложены в следующих соотношениях: 1/3

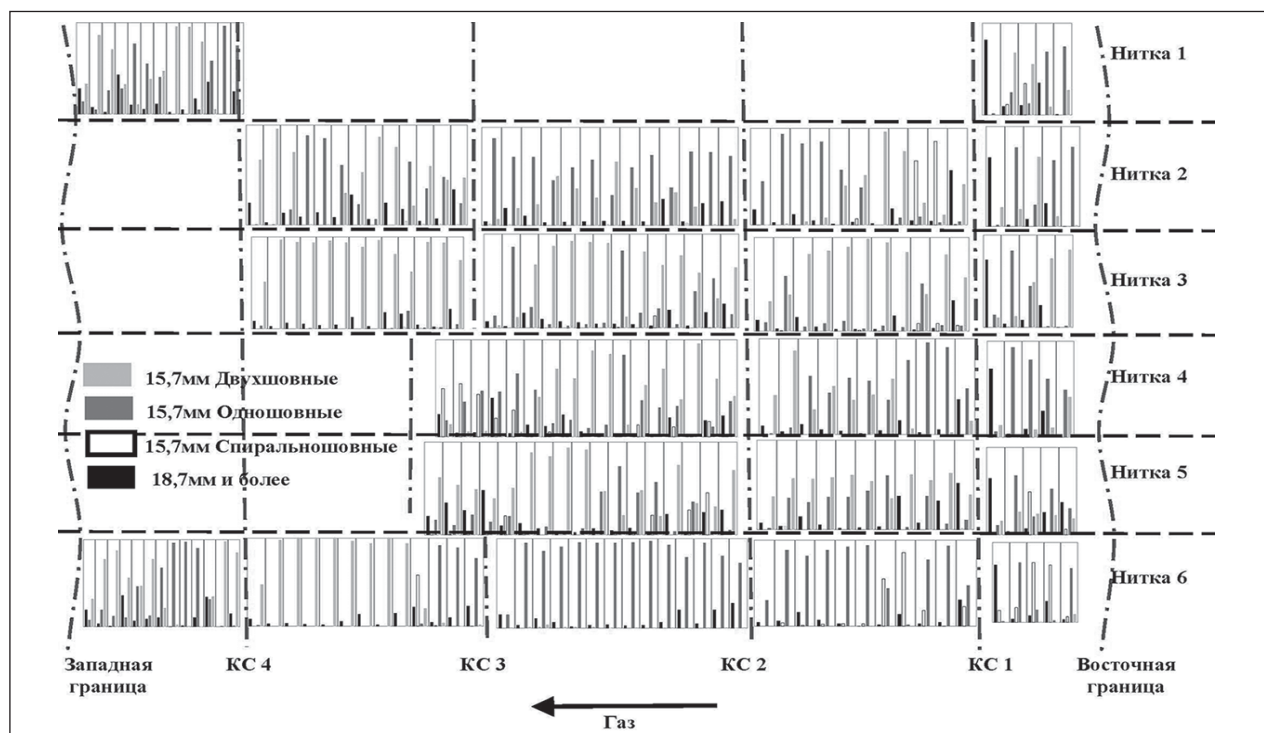


Рис. 13. Толщин стенки и типы труб, уложенных на участках МГ в Центральном регионе

— тонкостенные (15,7–17 мм) двухшовные, 1/3 — тонкостенные одношовные, 1/3 — толстостенные (18,7 мм и более). Исходя из этого, следует ожидать интенсификации процессов коррозионного растрескивания под напряжением.

Исходя из проведенных исследований, можно сделать следующие выводы:

- для обеспечения безопасной эксплуатации системы МГ необходимо постоянно осуществлять комплекс мер для своевременного выявления и устранения дефектов линейной части при помощи многократной ВТД и проводить комплексный анализ состояния и прогноз дефектности на ближайшие 3–5 лет;

- тонкостенные двухшовные трубы в зонах повышенных напряжений на участках МГ диаметром 1420 мм, работающих при давлениях, близких к проектному, являются серьезным фактором риска

для зарождения и развития дефектов коррозионного растрескивания под напряжением;

- экстремально большое число аномалий сварных соединений является риском для безопасной эксплуатации системы МГ не только из-за возможности разрушения сварного соединения, но также в результате формирования дополнительного фактора зарождения и развития дефектов коррозионного растрескивания под напряжением в зоне пересечения продольных и кольцевых сварных швов;

- в Центральном регионе в настоящий момент дефектов КРН выявлено значительно меньше, чем в Поволжье, но большое число аномалий кольцевых сварных соединений может служить дополнительным фактором риска для зарождения и развития дефектов коррозионного растрескивания под напряжением.

Литература

1. Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. — М.: ИЦ «Елина», 2004. — 1104 с.
2. Канайкин В. А. Внутритрубная магнитная дефектоскопия магистральных трубопроводов. — Екатеринбург: УрО РАН, 2009. — 308 с.
3. Стеклов О. И. Стойкость материалов и конструкций к коррозии под напряжением. — М.: Машиностроение, 1990. — 384 с.
4. Варламов Д. П., Канайкин В. А., Матвиенко А. Ф. и др. Анализ стресс-коррозионной дефектности магистральных газопроводов. Под ред. В. Е. Щербинина. — Екатеринбург, 2010. — 190 с.
5. Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. — Москва: РАО Газпром, 1996.
6. Варламов Д. П., Канайкин В. А., Матвиенко А. Ф. Мониторинг дефектности магистральных газопроводов. — Екатеринбург: УрО РАН, 2008. — 120 с.

References

1. Mazur I. I., Ivancov O. M. Bezopasnost' truboprovodnyh sistem. — M.: IC «Elina», 2004. — 1104 p.
2. Kanajkin V. A. Vnutritrubnaja magnitnaja defektoskopija magistral'nyh truboprovodov. — Ekaterinburg: UrO RAN, 2009. — 308 p.
3. Steklov O. I. Stojkost' materialov i konstrukcij k korrozii pod naprjazheniem. — M.: Mashinostroenie, 1990. — 384 p.
4. Varlamov D. P., Kanajkin V. A., Matvienko A. F. et al. Analiz stress-korrozionnoj defektnosti magistral'nyh gazoprovodov. Pod red. V. E. Shherbinina. — Ekaterinburg, 2010. — 190 p.
5. Instrukcija po primeneniju stal'nyh trub v gazovoj i neftjanoy promyshlennosti. — Moskva: RAO Gazprom, 1996.
6. Varlamov D. P., Kanajkin V. A., Matvienko A. F. Monitoring defektnosti magistral'nyh gazoprovodov. — Ekaterinburg: UrO RAN, 2008. — 120 p.

D. P. Varlamov, O. I. Steklov
«SPA «Spetsneftegaz» LLC,
Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Data Analysis of Main Gas Pipelines Pig Inspection within Stress Corrosion Cracking Defects and Welded Joints

Defect structure of stress corrosion cracking and circular welded joints anomalies at extended multiple gas pipeline system at Volga region and Central region are considered according to the data from pig inspection. It is demonstrated, that a great amount of welded joints results in a risk to safety gas pipeline system exploitation. It is due to the possibility of welded joint destroy and also to formation of addition factor of origination and development of stress corrosion cracking defects in the area of longitudinal and circular welds intersection.

Key words: main gas pipelines monitoring, pig inspection, stress corrosion cracking, anomalous circular welds.

Предложения по совершенствованию конструкции газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

Э. А. Микаэлян
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Проанализированы данные об эксплуатации газотранспортного оборудования, в частности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, их конструктивных особенностях и технических характеристиках с целью совершенствования технических условий на их изготовление. Для разработки и изготовления газотурбинных газоперекачивающих агрегатов с максимальной относительной полезной мощностью агрегата при прочих равных условиях исследована энергетическая эффективность этих агрегатов. Предложены мероприятия по совершенствованию эксплуатационной пригодности, повышению качества, обеспечению надежности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

Ключевые слова: газотранспортное оборудование, газотурбинные газоперекачивающие агрегаты, энергетическая эффективность, совершенствование эксплуатационной пригодности.

При эксплуатации газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (ГГПА) современных модульных конструкций уменьшается примерно в 2 раза оборотный обменный фонд для двигателей по сравнению с двигателями немодульной конструкции, с учетом принципа взаимозаменяемости. Также на 20–30% уменьшается трудоемкость ремонтных работ, и удлиняется срок службы отдельных функциональных узлов — модулей. При этом вместо ремонта всего двигателя заменяют отработавший свой ресурс модуль. Упрощается проблема реконструкции и модернизации отдельных узлов двигателя путем замены отдельных модулей более совершенными.

При разработке современных ГГПА модульной конструкции необходимо оснащать агрегаты автоматическими системами контроля и диагностирования для определения функциональных показателей, эффективной мощности, эффективного КПД, относительной доли транспортируемого газа, расходуемого на собственные нужды, виброхарактеристик агрегата, технического состояния, работоспособности элементов агрегата и т. д.

Модульность конструкции должна исходить из принципа эксплуатационной пригодности. Наибольшая эксплуатационная пригодность агрегата заключается в создании всевозможных удобств при работе, включая обеспечение надежности агрегата в процессе эксплуатации. Модульность конструкции агрегата будет соответствовать требованиям эксплуатационной пригодности, если каждый модуль агрегата включает детали, узлы, имеющие ресурс равного порядка. В настоящее время большая часть заводов-изготовителей ГГПА не полностью выполняет эти требования.

В основном выпускаются авиационные ГГПА, состоящие из трех модулей: газогенератора, силовой турбины и газового центробежного нагнетателя (или компрессора), каждый из которых включает детали и узлы разных ресурсов. Прежде всего это касается газогенератора, состоящего из воздушного осевого компрессора, камеры сгорания и газовой турбины. Так, например, в камере сгорания наиболее уязвимыми элементами являются жаровые (пламенные) трубы, горелочные устройства, имеющие ремонтные ресурсы 16–18 тыс. ч, а при некачественной подготовке топлива и топливно-воздушной смеси, при слишком богатой или обедненной топливно-воздушной смеси эти ресурсы уменьшаются до 6–8 тыс. ч. Горячие детали газовой турбины высокого давления, рабочие лопатки и диски имеют ремонтные ресурсы до 40 тыс. ч, но при неправильной подготовке топливно-воздушной смеси, наличии в ней жидких фракций эти ресурсы также уменьшаются. В наиболее благоприятных условиях в газогенераторе ГГПА работает осевой компрессор, имеющий более высокие ремонтные ресурсы. Так как газогенератор на компрессорной станции (КС) не разбирают и не ремонтируют, а ремонт проводят только на авиационных заводах, при выходе из строя, например, уязвимых элементов камеры сгорания, горячих деталей весь двигатель приходится демонтировать и транспортировать на завод для ремонта.

Некоторые зарубежные и отечественные производители успешно решают указанные проблемы. Так, газогенератор газотурбинного агрегата фирмы «Ролс Ройс» давно выпускается состоящим из 5 модулей, каждый из которых комплектуется из деталей приблизительно равных

ресурсов (передний, средний и задний компрессор, камера сгорания и турбина высокого давления). Это увеличивает эффективность эксплуатации ГГПА и снижает расходы, связанные с транспортировкой и ремонтными работами.

Конструкция ГГПА должна обеспечивать доступность ревизии и возможность наблюдения за состоянием узлов агрегата, включая осмотры при помощи боскопа. Модульность конструкции обеспечивает быструю и несложную сборку агрегата и его разборку на ряд модулей, предварительно сбалансированных. Принимая во внимание высокий производственно-технический уровень заводов-изготовителей, целесообразно привлекать по специальным договорам соответствующих специалистов для оказания различных услуг и завершения монтажа и сдачи оборудования в эксплуатацию, включающих поставку запасных частей, проведение периодического технического обслуживания, среднего и капитального ремонта. Это создаст необходимую базу для поддержания высокого технического состояния, непрерывного совершенствования, модернизации эксплуатируемого оборудования с максимальным использованием существующих ремонтных баз и центров технического обслуживания оборудования в газовой отрасли.

При эксплуатации оборудования нефтегазовая отрасль сталкивается с проблемой его технического обслуживания и ремонта, развивая широкую сеть индивидуальных, региональных, межрегиональных, специализированных баз, инженерных центров по диагностике, техническому обслуживанию и ремонту, заводов по ремонту, изготовлению запчастей, узлов и систем ГГПА. В отрасли созданы и успешно работают 4 завода по ремонту и восстановлению отдельных элементов и целых ГГПА. В ряде случаев отрасль сама создает базу для налаживания работ по капитальному ремонту, диагностике, модернизации, реконструкции и техническому перевооружению эксплуатируемого оборудования, а также испытанию передовых образцов энерготехнологического оборудования и подконтрольной эксплуатации представителями завода. При этом в специальных и технологических отделах объединений и предприятий всех уровней занимаются вопросами надежности, работоспособности, ремонта, поставок запчастей, вынужденными аварийными остановками. Однако надежность, безопасность и другие категории эксплуатационной пригодности ГГПА, значительная часть которых морально устарела, невысокие.

Приоритетной задачей энергетического комплекса России на ближайшую перспективу

является ускорение технического перевооружения и реконструкции объектов топливно-энергетического комплекса с широким использованием газотурбинной техники. При этом следует иметь в виду, что проблема повышения эффективности производства в современных условиях в большой степени зависит от конъюнктуры рынка, тенденции изменения цен.

Поэтому в условиях технического перевооружения производственных объектов отрасли необходимо, прежде всего, исходить из оптимизации производства по показателям, характеризующим степень использования оборудования и уровень его загрузки. Так, при проектировании газотурбинных установок (ГТУ) одну из их важнейших характеристик — соотношение давлений S в осевом компрессоре принимают, исходя из условия обеспечения максимального КПД. Это приводит к значительному увеличению степени повышения давления в компрессоре, максимального рабочего давления всего агрегата. При отмеченных обстоятельствах соотношение S следует преимущественно выбирать из условия максимума удельной эффективной работы газотурбинного двигателя (ГТД), что значительно снизит максимальное рабочее давление всего агрегата.

Термодинамические расчеты показывают, что удельная эффективная работа и эффективный КПД ГТД в разной степени зависят от S . Оптимальные соотношения давлений $S_{\text{опт}}$ по условию максимальной удельной эффективной работы ГТД при различных характеристиках не превышают 10. При этом соответствующие значения $S_{\text{опт}}$ по условию максимального КПД ГТД значительно выше. Так, при повышении максимальной температуры цикла ГТУ с 750 до 950°C оптимальное значение S , при котором удельная работа двигателя максимальна, изменяется в узком диапазоне (от 6 до 9), тогда как диапазон изменения S при условии максимального КПД более значительный (от 9 до 16). При максимальной температуре цикла ГТУ более 900–950°C диапазон изменения S значительно увеличивается. Например, согласно техническим данным разрабатываемых ГТУ типа ГПА Ц-16АЛ и ГПА-Ц-16А (ПО «Сатурн» и ПО им. М. В. Фрунзе), повышение КПД установок с 0,34 до 0,35 сопровождается увеличением S с 19 до 26 при одной и той же номинальной мощности 16 МВт. Таким образом, повышение КПД всего на 0,01 достигается при увеличении S на 37%. Это вызывает значительное повышение рабочего давления, усложняет и утяжеляет конструкцию, увеличивает капитальные и эксплуатационные затраты.

Табл. 1. Сравнительные характеристики ГТУ при разных критериях оптимизации

Критерий выбора	Неоптимальные значения	$C_{\text{опт}}$	Номинальная мощность ГТУ, МВт	Температура газов перед турбиной, °C
$w_{e \text{ max}}$ 192,3/117,5, кДж/кг	η_e , 0,27/0,27	8/4,6	25/6	900/750
$\eta_e \text{ max}$ 0,28/0,27	$w_{e \text{ max}}$, 137,7/103,1, кДж/кг	12,5/4,8	25/6	900/750

Примечание. В числителе приведены данные для ГТН-25, в знаменателе — для ГТ-750-6. В первой строке приведены расчетные показатели предлагаемого варианта, во второй строке — расчетные показатели ГТУ типа ГТН-25 и ГТ-750-6.

ГТУ единичной мощности не более 10 МВт и преимущественно с регенерацией теплоты отработанных газов, выпущенные в 1980-х гг., имели оптимальное значение C (по условию максимального значения КПД), не превышающее 6. Для ГТУ единичной мощности более 10 МВт и без регенерации тепла, выпущенных после 1980-х гг., ярко выраженный оптимум наблюдается при больших значениях C . Причем $C_{\text{опт}}$ по максимальному КПД ($\eta_{e \text{ max}}$) значительно выше $C_{\text{опт}}$ по максимальной удельной работе ГТУ ($w_{e \text{ max}}$). Так, термодинамические расчеты показывают, что для ГТН-25 при $\eta_e = \max C_{\text{опт}} = 12,5$, а при $w_e = \max C_{\text{опт}} = 8$.

Оптимальные значения соотношения давлений $C_{\text{опт}}$ в процессе сжатия воздуха в осевом компрессоре и расхода воздуха G в зависимости от критерия выбора — по максимальному значению эффективного КПД ГТУ ($\eta_{e \text{ max}}$) или удельной эффективной работы ($w_{e \text{ max}}$) ГТД приведены в табл. 1.

Выбор оптимального значения $C_{\text{опт}}$ исходя из условия $w_{e \text{ max}}$ позволяет проектировать и изготавливать осевые компрессоры и ГТУ в целом на меньшее рабочее давление, с меньшими металлозатратами при той же мощности агрегата. Это значительно упрощает конструкцию, снижает капитальные и эксплуатационные затраты, что было отмечено в начале статьи.

Мировое газотурбостроение находится в состоянии бурного развития, обеспечивает электроэнергетику, транспорт, нефтяную и газовую промышленность и др. Новое поколение энергетических и газоперекачивающих агрегатов на базе газотурбинных двигателей, создаваемое отечественными заводами как самостоятельно, так и в кооперации с иностранными фирмами, отличается современным уровнем эксплуатационных показателей:

- экономичность ГТУ на уровне 31–36% и возможность дальнейшего совершенствования конструкции в течение всего срока серийного производства;
- высокая надежность: наработка на отказ не менее 3,5 тыс. ч, время вынужденного простоя

не более 1% от календарного, межремонтный ресурс 20–25 тыс. ч;

- улучшенные экологические характеристики (концентрация оксидов азота в выхлопе ГТУ не более 50 мг/м³);

- разработаны безмасляные ГППА с «сухими» опорно-уплотнительными узлами и муфтами за счет применения газостатических, магнитных или керамических подшипников; сухие уплотнения по валу на постоянных магнитах с герметизирующей перегородкой, исключающей необходимость применения уплотнений;

- непосредственный замер мощности при помощи торсионометра на базе магнитной муфты;

- созданы агрегаты для работы на морских основаниях, платформах и в коррозионно-агрессивных средах;

- освоены технологии изготовления деталей и узлов агрегатов из легких материалов и сплавов (композитных сплавов, углестеклопластика, керамики) для повышения быстроходности, надежности и снижения массогабаритных показателей.

Внедрение агрегатов нового поколения в отрасли предполагает уменьшение материалоемкости на 25% и повышение КПД на 7%.

Из рассмотрения технических условий на изготовление ГППА различных типов следует, что предусмотрено кратковременное превышение мощности газотурбинного энергопривода в среднем на 10–15% в течение нескольких часов. Для специфических условий северных районов страны необходимо дополнить технические условия требованиями на изготовление ГППА в «северном исполнении». Исходя из чувствительности газотурбинного энергопривода к температуре окружающей среды, для решения проблемы использования располагаемой мощности этого привода в северных районах следует предусмотреть проектирование и изготовление серии ГППА в «северном исполнении» для работы при максимально допустимой перегрузке 35–40% относительно номинальной мощности агрегатов, причем не кратковременно, а на весь период низких температур окружающей среды,

который соответствует периоду максимального потребления газа в зимнее время и увеличению нагрузки на газотранспортные системы отрасли. Так, в северных районах Тюменской области — основного газотранспортного региона страны и основного потребителя ГГПА — в среднем температура атмосферного воздуха с ноября по март не поднимается выше -20°C . При этом дополнительный выигрыш мощности будет особенно эффективен для агрегатов с относительно пологими характеристиками.

Проблема соотношения мощностей компрессора и турбины газотурбинных установок

В современных условиях в результате повышения цен на энергоресурсы цены на оборудование возрастают еще большими темпами. Поэтому при выборе концепции проектирования и конструирования оборудования необходимо исходить из условия экономичности. Энергетическая эффективность оборудования является одним из важнейших показателей, характеризующих его эксплуатационную пригодность как на стадии проектирования, так и при эксплуатации. Большое влияние на энергетическую эффективность ГГПА оказывает отношение мощностей компрессора и турбины газотурбинных установок. Далее рассматривается проблема определения энергетически наиболее выгодного варианта ГГПА на основании технических характеристик по паспортным данным.

При существующей тенденции повышения температуры T_z продуктов сгорания перед газовой турбиной и наметившейся тенденции увеличения соотношения граничных давлений в процессе сжатия по осевому компрессору ($C = p_c/p_d$) в современном турбостроении возникают значительные трудности, связанные с охлаждением лопаток газовой турбины. Для обеспечения надежной работы горячих деталей ГТУ в области высоких значений T_z применяют интенсивное охлаждение. Это вызывает значительные потери энергии относительно всей подведенной теплоты и снижение КПД агрегата. Величина КПД ГТУ с применением охлаждения

проточной части зависит от допустимой температуры стенки охлаждаемой лопатки.

Повышение температуры газов перед турбиной вызывает соответствующее повышение соотношения граничных давлений сжатия C . Данные табл. 2 характеризуют наиболее выгодные значения C безрегенеративных ГТУ ($\varphi = 0$) в зависимости от отношения граничных температур цикла ($\theta = T_z/T_d$) и приведенного относительного КПД турбомашин ($\eta_m = \eta_k \eta_T$ — произведение КПД компрессора и турбины) по условию достижения максимальной удельной работы ГТУ ($w_e = \max$) [1].

В ГТУ с регенеративным использованием теплоты продуктов сгорания наиболее выгодные соотношения давлений сжатия по условию эффективного КПД ГТУ ($\eta_e = \max$) располагаются значительно левее наиболее выгодных соотношений C по условию максимальной эффективной работы ($w_e = \max$). Эта особенность рабочих процессов ГТУ стала одной из причин широкого применения регенерации теплоты в ГТУ.

В этих условиях актуально исследование характеристик ГТУ с целью определения возможностей обеспечения максимальной полезной нагрузки при минимальной тепловой мощности двигателя. Для проведения исследований в этом направлении в настоящей работе выбирается универсальная безразмерная характеристика ГТУ — λ_{ec} , равная отношению эффективных мощностей компрессора и турбины. Изучение этой характеристики в зависимости от показателей работы ГТУ позволит дать оценку правильности выбора ГТУ при проектировании и эксплуатации по отмеченному выше критерию. Расчеты проводили по следующим соотношениям:

$$\lambda_{ec} = N_{ek}/N_{eT}; \quad (1)$$

$$\lambda_{ec} = N_{ek}/(N_{ek} + N_e); \quad (2)$$

$$\lambda_{ec} = AC_T^{2(k-1)/k} (C_T^{(n-1)/n} - 1) \times (C_T^{(n-1)/n} - 1) / [C_T^{(k-1)/k} (C_T^{(k-1)/k} - 1)^2 \theta]; \quad (3)$$

$$\lambda_{ec \text{ опт}} = (1 - \theta_e^{-\gamma/(1+\gamma)}) / \theta_e^{1/(1+\gamma)}, \quad (4)$$

где k — показатель адиабаты; n — показатель политропы; A — показатель, определяемый в зависимости от отношения средних значений

Табл. 2. Оптимальное соотношение граничных давлений сжатия ГТУ в зависимости от отношения граничных температур цикла и приведенного относительного КПД турбомашин при условии достижения наибольшего значения удельной эффективной работы

η_m	θ					
	3,2	3,4	3,6	3,8	4,0	4,5
0,80	3,50	3,90	4,31	4,74	5,18	6,15
0,85	4,34	4,82	4,82	5,86	6,41	7,67
0,90	5,30	5,89	5,89	7,15	7,82	9,34

теплоемкостей (c_{pr}/c_{pv}) и расходов рабочих тел (G_k/G_t) по компрессору и турбине ГТУ, расчетных значений внутренних относительных КПД компрессора и турбины ГТУ ($\eta_{ак}$ и $\eta_{ат}$) по паспортным данным; C и C_t — соотношения граничных давлений соответственно по компрессору (по паспортным данным) и по турбине (скорректированное по оценке потерь давления в камере сгорания ГТУ, в среднем на 1,3% от C); $\gamma = \gamma_t/\gamma_k$ — отношение числа ступеней турбины γ_t и компрессора γ_k ; θ_e — приведенное соотношение граничных абсолютных температур рабочего процесса ГТУ:

$$\theta_e = m' \eta_{ак} \eta_{ат} \psi \theta, \quad (5)$$

$$m' = \eta_{мк} \eta_{мт} (G_k/G_t) (c_{pr}/c_{pv}), \quad (6)$$

где $\eta_{мк} = 0,96$ и $\eta_{мт} = 0,96$ — механический КПД компрессора и турбины ГТУ;

$$\psi = C^{(k-1)/k} / (C_t^{(k-1)/k}).$$

В приведенных формулах показатели адиабаты по компрессору принимаются на основе справочных данных о теплофизических характеристиках воздуха, а показатель адиабаты по турбине по продуктам сгорания принимается на основе данных работы [2].

Расчеты по формулам (1) и (2) различаются тем, что в формуле (2) эффективная мощность ГТУ непосредственно принимается по паспортным данным. Эффективная мощность компрессора и турбины рассчитывается по известным формулам на основании паспортных данных

о термобарических параметрах. В отличие от формул (1) и (2), формула (3) получена в относительных, безразмерных величинах термобарических параметров также по паспортным данным. Формула (4) представляет собой отношение эффективных мощностей компрессоров и турбин в эффективном термодинамическом цикле наибольшей удельной работы газотурбинного двигателя, полученное Н. И. Белоконом [1].

Из полученных уравнений следует, что отношение внутренних мощностей компрессора и турбины в условиях режима наибольшей удельной работы монотонно возрастает с отношением числа ступеней расширения (γ_t) к числу ступеней сжатия (γ_k). В связи с этим не эффективно иметь число ступеней расширения с промежуточным подводом теплоты $\gamma > 1$. Для ГТУ, работающих в условиях переменной нагрузки, эффективны схемы со значением $\gamma = \gamma_t/\gamma_k < 1$.

Результаты расчетов характеристики $\lambda_{ес}$ по приведенным выше формулам представлены в табл. 3. Видно, что для ГТУ, имеющих равные температуры продуктов сгорания перед турбиной, наблюдается увеличение характеристики $\lambda_{ес}$ с повышением C . Так, при повышении C с 3,9 до 7,8 (соответственно ГТК-5 и ГПА-Ц-6,3) характеристика $\lambda_{ес}$, рассчитанная по паспортным данным, возрастает на 16% и достигает 0,7237. При этом полезная нагрузка двигателя относительно всей мощности, выработанной газовой турбиной, соответственно снижается.

Оптимальное значение характеристики $\lambda_{ес}$ по условию наибольшей удельной работы воз-

Табл. 3. Соотношения эффективных мощностей компрессора и турбины ГТУ, вычисленные различными способами

Тип ГТУ	C	t_b , °C	$t_{вх1}$, °C	$t_{вых1}$, °C	$\eta_{ак}$	$\eta_{ат}$	G , кг/с	Характеристика $\lambda_{ес}$, вычисленная по формуле			
								(1)	(2)	(3)	(4)
ГТК-5	3,90	170	700	475	0,972	0,788	45,2	0,6473	0,6260	0,7529	0,5594
ГТ-750-6	4,60	195	750	475	0,899	0,834	58,2	0,6422	0,6493	0,7919	0,5507
ГТ-6-750	6,00	235	760	415	0,901	0,923	45,5	0,6275	0,6413	0,5416	0,5192
ГТК-10-4	4,40	190	780	495	0,892	0,864	86,2	0,6015	0,6153	0,4661	0,5356
ГТН-16	11,50	354	920	408	0,897	0,935	85,0	0,6612	0,6631	0,5782	0,4640
ГПА-Ц-6,3	7,80	296	710	410	0,862	0,719	56,0	0,8640	0,7237	0,5353	0,6150
ГПА-Ц-16	9,70	313	794	380	0,914	0,879	100,0	0,6770	0,6638	0,5720	0,4979
ГТН-25	12,50	372	900	385	0,895	0,932	174,3	0,6942	0,7315	0,5474	0,4692
ГПА-10	10,30	332	785	385	0,941	0,832	80,2	0,7206	0,7226	0,5585	0,5182
ГТК-10И	7,10	261	925	540	0,907	0,815	51,0	0,5898	0,5708	0,4407	0,5106
ГТК-25И	8,2	285	925	500	0,908	0,860	118,5	0,5868	0,5828	0,4746	0,4961
Кобера	9,0	328	887	411	0,853	0,756	76,0	0,6650	0,6844	0,5019	0,5541
НК-14СТ	10,5	350	917	497	0,870	0,754	34,7	0,7221	0,6617	0,4991	0,6110
ГПА-12 Урал	15,6	410	1117	470	0,910	0,928	47,0	0,6231	0,6308	0,5295	0,4466

Примечание: t_b — температура сжатого воздуха на выходе из компрессора; $t_{вх}$ — температура газов на входе в газовую турбину; $t_{вых}$ — температура газов на выходе из газовой турбины.

растает лишь на 10% и становится равным 0,615 для ГПА-Ц-6,3. Увеличение C для ГТ-6-750 по сравнению с ГТ-750-6 с 4,6 до 6 почти не сказывается на характеристике λ_{ec} , рассчитанной по паспортным данным, а оптимальное значение $\lambda_{ec\text{ опт}}$ возрастает на 6%.

Наблюдается увеличение характеристики λ_{ec} , рассчитанной по паспортным данным, при температуре T_z 900–925°C при увеличении C с 7,8 до 10. Но, если это увеличение не превышает 20%, то характеристика $\lambda_{ec\text{ опт}}$ повышается более чем на 20%. Это свидетельствует о нецелесообразности повышения характеристики C при температуре продуктов сгорания перед турбиной, равной 900°C и выше.

По данным табл. 3 следует сделать вывод о том, что наиболее удачно спроектированы агрегаты ГТК-10И и ГТК-25И, для которых доля полезной нагрузки составляет почти 50% от всей мощности, вырабатываемой газовой турбиной. При этом оптимальные значения характеристики $\lambda_{ec\text{ опт}}$ для этих типов ГТУ почти совпадают с расчетными значениями, вычисленными по формуле (3) (отклонение составляет 4–8%).

При одинаковой температуре перед турбиной увеличение значения C приводит к снижению $\lambda_{ec\text{ опт}}$. Так, для ГТ-6-750 по сравнению с ГТ-750-6 увеличение C с 4,6 до 6 приводит к снижению $\lambda_{ec\text{ опт}}$ с 0,551 до 0,519. Характеристика λ_{ec} , рассчитанная по паспортным данным, при этом практически не изменяется и остается на уровне 0,64.

Для двухкаскадных ГТУ — ГПА-10 и ГПА-Ц-16 при одинаковом значении температуры T_z увеличение C с 9,7 до 10,3 незначительно повышает $\lambda_{ec\text{ опт}}$, в среднем с 0,5 до 0,52. При этом характеристика λ_{ec} , рассчитанная по паспортным данным, значительно повысилась, в среднем с 0,67 до 0,72. Это обстоятельство свидетельствует о невысоком значении полезной нагрузки относительно мощности, выработанной газовой турбиной, у спроектированного ГПА-10, имеющего нерационально высокое значение $C = 10,3$.

У двухкаскадных ГТУ типа ГТН-16 и ГТН-25 в среднем при том же значении характеристики λ_{ec} , рассчитанной по паспортным данным (0,66–0,72), необоснованно высокое значение C — соответственно 11,5 и 12,5. Это объясняется тем, что значение $\lambda_{ec\text{ опт}}$, рассчитанное по условию наибольшей удельной работы двигателя, намного меньше (0,46–0,47).

Анализ результатов исследований, представленных в табл. 3, свидетельствует о том, что большая часть ГПА, в особенности выпуска последних лет (ГТН-16, ГТН-25, ГПА-10, НК-14СТ,

ГПА-12 Урал), находящихся в эксплуатации в системе сбора и транспорта газа, имеет необоснованно высокое значение характеристики λ_{ec} , рассчитанной по паспортным данным. У всех отмеченных агрегатов характеристика C превышает 10.

Следует отметить, что с увеличением значения C снижается доля полезной нагрузки ГТУ относительно выработанной газовой турбиной, что увеличивает значение λ_{ec} . Особенно это снижение наблюдается у трехвальных, двухкаскадных ГТУ.

Почти все ГТУ, обследованные по данным табл. 3, имеют характеристики λ_{ec} , в основном превышающие значения $\lambda_{ec\text{ опт}}$. Исключение составляют ГТУ типов ГТК-10И и ГТК-25И. Расчетные значения характеристики λ_{ec} в среднем превышают значение характеристики $\lambda_{ec\text{ опт}}$ на 0,1733, т. е. на 35%. Особенно высокие превышения характеристики λ_{ec} , рассчитанной по паспортным данным, относительно оптимального значения характеристики $\lambda_{ec\text{ опт}}$ (свыше 40% для современного агрегата типа ГПА-12 Урал).

Важной характеристикой ГТД является удельная работа, произведенная 1 кг рабочего тела двигателя ($p_e = N_e / G_{Bz}$, кДж/кг). Наибольший интерес представляет исследование зависимости p_e от характеристик ГТУ для определения условий, при которых достигается максимальное значение p_e . Естественно, повышение характеристик C и θ приведет к значительному увеличению эффективной мощности ГТУ, но при этом увеличение p_e может быть неадекватным. Далее в работе проводится анализ изменений характеристики p_e в зависимости от основных показателей работы ГТУ с целью определения необходимых проектных условий, при которых обеспечивается максимальное значение полезной нагрузки ГТУ относительно всей мощности, вырабатываемой газовой турбиной.

Снижение характеристики p_e связано с увеличением доли вырабатываемой мощности газовой турбины, потребляемой осевым компрессором ГТУ. Повышение же мощности осевого компрессора связано, в первую очередь, с увеличением значений C и θ . Это обстоятельство приводит к значительному увеличению металлоемкости, усложняет проблемы жаростойкости и жаропрочности металла горячих деталей ГТУ. Причем, как показывают результаты исследований, увеличение C и θ в большей степени повышает мощность осевого компрессора, чем эффективную мощность и эффективный КПД ГТУ. В связи с этим, оптимальное решение задач при проектировании ГТУ связано с выбором такого

Табл. 4. Расчетные характеристики отношения удельных эффективных работ двигателя и осевого компрессора ($\eta_{\text{е/к}}$) и степени аэродинамического совершенства турбокомпрессора ($K_{\text{аэ кт}}$) для различных типов ГТУ

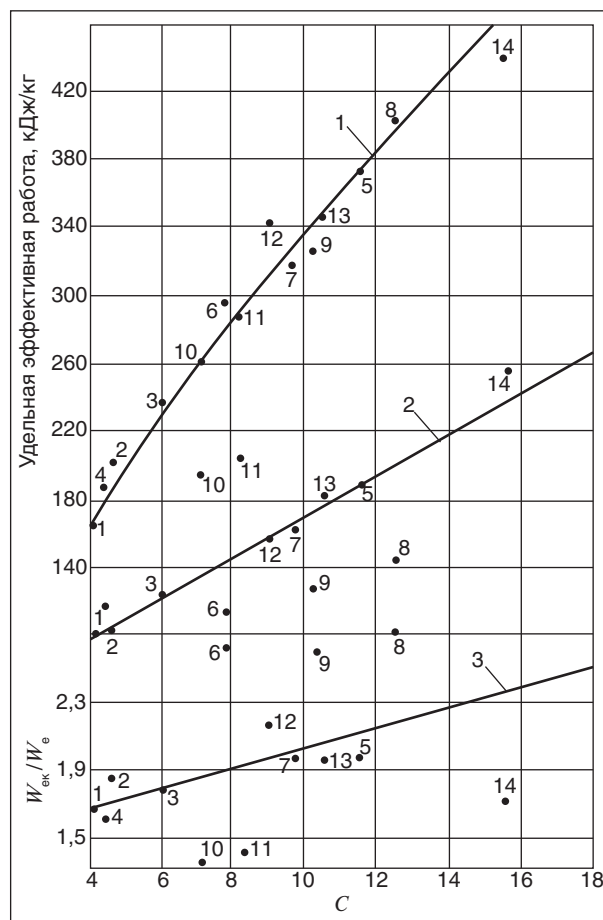
Номер ГТУ	Тип ГТУ	C	$\eta_{\text{е/к}}$	$K_{\text{аэ кт}}$
1	ГТК-5	3,90	0,600	0,895
2	ГТ-750-6	4,60	0,540	0,905
3	ГТ-6-750	6,00	0,560	0,933
4	ГТК-10-4	4,40	0,630	0,911
5	ГТН-16	11,50	0,510	0,934
6	ГПА-Ц-6,3	7,80	0,380	0,856
7	ГПА-Ц-16	9,70	0,510	0,925
8	ГТН-25	12,50	0,370	0,932
9	ГПА-10	10,30	0,380	0,923
10	ГТК-10И	7,10	0,750	0,903
11	ГТК-25И	8,20	0,710	0,915
12	Кобера-182	9,00	0,460	0,861
13	НК-14-СТ	10,50	0,510	0,870
14	ГПА-12 Урал	15,597	0,580	0,937

варианта проекта, при котором характеристики $\eta_{\text{е}}$ и $\lambda_{\text{е}} = 1 - \lambda_{\text{ек}}$ имеют наибольшие значения при прочих равных условиях.

На основании результатов расчетов, выполненных в работе [3] и в настоящей статье, в табл. 4 и на рисунке представлены зависимости характеристик экономичности и эффективности ГТУ от отношения граничных давлений осевого компрессора. В табл. 4 $K_{\text{аэ кт}}$ — степень аэродинамического совершенства турбокомпрессора, определяется как произведение степеней аэродинамического совершенства турбины и компрессора ГТУ [3]. Линии 1, 2 и 3 на рисунке построены по методу наименьших квадратов по расчетным значениям пронумерованных точек для каждого типа агрегата из табл. 4.

Из табл. 4 и рисунка следует, что с увеличением соотношения давлений C удельная эффективная работа компрессора $w_{\text{ек}}$ и удельная эффективная работа двигателя $w_{\text{е}}$ возрастают, причем работа $w_{\text{ек}}$ увеличивается в большей степени. Так, если в рассматриваемом диапазоне C от 4 до 16 $w_{\text{е}}$ возрастает в 2,6 раза, то $w_{\text{ек}}$ — в 3 раза.

Кривая 2 на рисунке разделяет все поле на две области. Выше кривой 2 расположены расчетные точки агрегатов, у которых отмечается значительное превышение мощности осевого компрессора относительно мощности ГТУ. Ниже кривой 2 располагаются точки агрегатов, у которых отношения мощностей компрессора и ГТУ не превышают соответствующие значения,



Зависимость удельной эффективной работы осевого компрессора ($w_{\text{ек}}$ — линия 1), удельной эффективной работы ГТУ ($w_{\text{е}}$ — линия 2) и отношения этих работ ($w_{\text{ек}}/w_{\text{е}}$ — линия 3) от соотношения граничных давлений ГТУ (номера точек соответствуют номерам ГТУ в табл. 4)

расположенные на кривой 2. Это справедливо для агрегатов 4, 5, 10, 11, 14 (см. табл. 4). Кривая 2 на рисунке представляет собой границу оптимальных, предпочтительных значений характеристик $\lambda_{\text{к/е}}$. Агрегаты, характеристики которых расположены ниже кривой 2, более предпочтительны, чем агрегаты с характеристиками, расположенными выше кривой 2. Это разделение произведено в соответствии с оптимальными значениями характеристик по критериям энергосбережения ($\eta_{\text{е}}$) и ресурсосбережения (C и θ).

На основе анализа энергетической эффективности оборудования следует рекомендовать для разработки и изготовления ГГПА с наиболее выгодной характеристикой энергетической эффективности. При этом относительная полезная мощность ГТУ ($\lambda_{\text{е}}$) достигает максимального значения при прочих равных условиях. Как следует

из табл. 4, этим требованиям отвечают агрегаты типа ГТК-10-4, ГТК-25И и ГТК-10И со значением отношения мощностей двигателя и его осевого компрессора соответственно равном $\eta_{\text{в/к}} = 0,63$; 0,71 и 0,75. При этом КПД этих ГТУ находится в диапазоне 0,28–0,29, а коэффициент аэродинамического совершенства турбокомпрессоров — в пределах 0,905–0,915.

Такой подход рекомендуется использовать в процессе выбора характеристик ГТУ при проектировании и разработке конструкции. Исходя из анализа данных об эксплуатации газотранспортного оборудования, конструктивных особенностей и технических характеристик в соответствии с техническими условиями на изготовление ГГПА предлагаются следующие мероприятия по повышению качества и обеспечению надежности ГГПА.

1. Разработать ГГПА КС для автономного режима работы независимо от внешних источников электроснабжения.

2. Оснастить ГГПА штатными системами автоматического контроля, диагностики для определения технического состояния, определения неисправностей ГГПА, отдельных деталей и узлов.

3. Разработать модульные конструкции ГГПА, гарантирующие выполнение требований эксплуатационной пригодности, при которых каждый модуль обеспечивает надежную, качественную работу и комплектуется из деталей и узлов, имеющих ресурсы равного порядка.

4. Разработать ГТУ с выбором оптимального соотношения давлений сжатия из условия максимальной удельной работы двигателя, при котором осевой компрессор и ГТУ в целом проектируются на меньшее рабочее давление по сравнению с таковым для ряда разработанных ГГПА.

5. При разработке ГТУ выбор оптимальных характеристик ГТУ производить из условия не номинальной мощности, а с учетом фактической загрузки ГТУ в условиях эксплуатации по статистическим данным результатов многолетних

анализов (в среднем коэффициент загрузки агрегатов можно принять равным 0,75–0,85).

6. Согласовать характеристики ГТУ и центробежного нагнетателя в ГГПА по оптимальным параметрам при проектировании и изготовлении.

7. Предусмотреть разработку ГГПА в северном исполнении с коэффициентом запаса прочности, равным 1,35–1,4 для максимального использования располагаемой мощности энергопривода.

8. Основной ремонт, техническое обслуживание, оказание различных услуг, включая поставку запчастей, непрерывное совершенствование, модернизацию для поддержания высокого технического состояния ГГПА после ввода оборудования в эксплуатацию производить с привлечением специалистов заводоизготовителей ГГПА при соответствующих требованиях заказчика, с использованием существующих ремонтных баз.

9. Конструкцию ГТУ в целом выбирать исходя из возможности обеспечения минимального соотношения граничных давлений и по относительной мощности осевого компрессора ГТУ при прочих равных условиях.

Все перечисленные требования, естественно, необходимо выполнять согласно разработанному комплексному плану с соответствующей программой инвестиционного обеспечения, максимальным использованием существующего потенциала технологической отрасли, а выбор завода-изготовителя производить на тендерной основе.

Приведенные предложения для дополнительных требований к техническим условиям газотранспортного оборудования ОАО «Газпром» можно взять за основу при разработке аналогичных дополнений к техническим условиям нефтегазового оборудования других подотраслей, в особенности для промышленных объектов, расположенных в районах с осложненными природно-климатическими условиями и неразвитой инфраструктурой.

Литература

1. Белокопъ Н. И. Термодинамические процессы газотурбинных двигателей. — М.: Недра, 1969. — 128 с.
2. Микаэлян Э. А. Эксплуатация газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопроводов. — М.: Недра, 1994. — 304 с.
3. Микаэлян Э. А. Обнаружение на ранней стадии дефектов в работе газотурбинных газоперекачивающих агрегатов // Нефтегазовые технологии. — 1999. — № 4. — С. 10–14.

References

1. Belokon' N. I. Termodinamicheskie processy gazoturbinnih dvigatelej. — M.: Nedra, 1969. — 128 p.
2. Mikaelyan E. A. Jekspluatacija gazoturbinnih gazoperekachivajushhih agregatov kompressornih stancij gazoprovodov. — M.: Nedra, 1994. — 304 p.
3. Mikaelyan E. A. Obnaruzhenie na rannej stadii defektov v rabote gazoturbinnih gazoperekachivajushhih agregatov // Neftegazovye tehnologii. — 1999. — N 4. — P. 10–14.

E. A. Mikaelyan

Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Suggestions for Gas-turbine Gas Compressor Units Design Improving

Data on gas transportation equipment exploitation, particularly gas-turbine gas compressor units, their design features and performance are analyzed for the purpose of improving of technical specifications for such units production. In order to design and manufacture gas-turbine gas compressor units with maximal relative useful capacity, all other conditions being equal, energy efficiency of such units was studied. Measures for gas-turbine gas compressor units service ability and quality improving, reliability assurance are suggested.

Key words: gas transportation equipment, gas-turbine gas compressor units, energy efficiency, service ability improving.

I международная конференция «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: МИРОВАЯ ПРАКТИКА И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»

10–11 мая в Москве, в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина пройдет первая международная конференция «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: МИРОВАЯ ПРАКТИКА И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ».

Организаторы Конференции — РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина совместно с Союзом нефтегазопромышленников России, Союзом производителей нефтегазового оборудования, РАЕН, ИПНГ РАН, ООО Нитинойл и зарубежными партнерами — American Petroleum Institute, Society of Petroleum Engineers. Участники — отечественные научно-исследовательские и производственные предприятия ТЭК России.

Целью конференции является изучение новых «интеллектуальных» технологий добычи углеводородов и программно-аппаратных средств планирования обустройства и эксплуатации технологического оборудования в масштабе отдельных месторождений, а также привлечение внимания широкого круга отраслевых специалистов к этим вопросам.

Программа Конференции включает доклады ведущих зарубежных и отечественных специалистов, представителей лидирующих компаний отрасли в России и за рубежом, пленарные и секционные заседания, круглые столы. Ожидается участие более 200 руководителей компаний отрасли и ведущих специалистов по вопросам инновационного развития в области добычи нефти и газа, производителей современного нефтепромыслового оборудования, разработчиков программных средств управления добычей, подготовкой и транспортировкой углеводородов.

На Конференции планируется создание, в сотрудничестве с НТО нефтяников и газовиков им. академика И. М. Губкина, профессионального органа, который станет постоянно действующей платформой по обмену опытом внедрения инновационных технологий в нефтегазовой отрасли.

Сайт конференции: <http://oilconference.ru/>

Сравнительный анализ вариантов развития нефтеперерабатывающих предприятий по показателю технологического уровня

Б. П. Туманян, Н. Н. Петрухина
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Приведена последовательность расчета показателя технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия. Обсуждается возможность и целесообразность сравнительного анализа предприятий и вариантов их модернизации по показателю технологического уровня, отражающему выход и качество компонентов топлив и качество перерабатываемого сырья. Показана объективность представленного метода при оценке вариантов и этапов модернизации предприятий.

Ключевые слова: эффективность переработки нефти, технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия, глубина переработки, индекс Нельсона, модернизация, качество сырья.

В ближайшие несколько лет, в связи с необходимостью соблюдения требований Технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», актуальность мероприятий по модернизации российских нефтеперерабатывающих предприятий не вызывает сомнения. Данные мероприятия будут направлены, в первую очередь, на улучшение качества моторных топлив и повышение их доли в суммарном балансе производимых нефтепродуктов. Выпуск продукции, отвечающей требованиям классов 4 и 5 указанного Технического регламента, потребует внедрения новых и реконструкции существующих мощностей гидроочистки, гидродеароматизации, изомеризации, алкилирования и т. д. Причем реконструкция подразумевает не только повышение производительности технологических установок, но и замену катализаторов, корректировку режимных параметров работы, в частности, повышение давления и кратности циркуляции водородсодержащего газа на установках гидроочистки.

В связи с вышеизложенным, определенный интерес представляет сопоставление вариантов модернизации нефтеперерабатывающих предприятий с целью выбора наиболее эффективного, обеспечивающего получение требуемого ассортимента высококачественной продукции из поступающего на переработку сырья. Также актуально сравнение действующих предприятий, направленное на выявление возможности их дальнейшего эффективного развития. Очевидно, сравнительный анализ предприятий нефтепереработки целесообразно осуществлять по

показателям, отражающим достигнутые технологические результаты (выход и качество товарной продукции, возможность производства продукции, отвечающей требованиям государственных стандартов) и исходные условия работы (качество перерабатываемого сырья) [1, 2]. Именно в этом случае будет обеспечена корректная оценка технологического уровня предприятия.

Для оценки и сравнения отдельных нефтеперерабатывающих предприятий или нефтеперерабатывающих отраслей разных регионов мира используются показатели «глубина переработки нефти» [3], «выход светлых нефтепродуктов», «доля вторичных процессов» [4], «коэффициент сложности» [5, 6]. Как отмечено в работе [7], ни один из перечисленных показателей не лишен недостатков. Так, показатели «глубина переработки нефти» и «выход светлых нефтепродуктов» не характеризуют качество получаемых продуктов, а также качество поступающего на переработку нефтяного сырья, в частности, содержание в нем светлых фракций.

Рейтинг сложности НПЗ, вычисляемый по известным индексам Нельсона отдельных технологических процессов, представляет собой сугубо экономическую оценку стоимости сооружения предприятия и никак не отражает его технологический уровень. Следует также отметить, что индексы Нельсона технологических процессов, на наш взгляд, недопустимо усреднены. Так, например, индекс Нельсона установки изомеризации бензиновой фракции равен 15 независимо от варианта осуществления этого процесса (без рециркуляции, с рециркуляцией гексанов, пентана, с деизопентанизацией сырья) и типа катализатора (алюмоплатиновый

хлорированный, цеолитсодержащий, оксидный). Как известно, все перечисленные факторы определяют капитальные затраты на сооружение установки изомеризации и октановое число изомеризата. Можно привести пример и установки гидроочистки, индекс Нельсона которой равен 2 и не является функцией содержания серы в сырье и гидрогенизате. Иными словами, гидроочистка дизельной фракции может осуществляться до остаточного содержания серы 500 или 10 ppm, однако индекс Нельсона в обоих случаях будет одинаковым. Таким образом, невозможно судить о технологическом уровне предприятия, исходя из рейтинга сложности, так как его значение — сопоставление НПЗ по размеру инвестиций, необходимых для строительства. Очевидно, стоимость сооружения технологической установки никак не может отражать ее роль в получении высококачественных продуктов с высоким выходом.

Показатель «доля вторичных процессов», с одной стороны, характеризует наличие в поточной схеме деструктивных и облагораживающих процессов, направленных на эффективное использование нефтяного сырья. С другой стороны, этот показатель не учитывает качество продукции отдельных технологических стадий, например, содержание серы в керосиновой фракции после гидроочистки, а также режим работы установок, в частности, для гидрокрекинга — «легкий», при среднем и высоком давлении.

Как уже было отмечено, для того, чтобы охарактеризовать технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия, необходимо учесть выход и качество основной выпускаемой продукции (топлив и масел) и качество перерабатываемого сырья. В работе [7] нами введено понятие показателя технологического уровня НПЗ и описан принцип его расчета. При вычислении этого показателя используются данные о компонентах топлив (изомеризат, реформат, дизельная фракция гидрокрекинга и т. д.) и прямогонных топливных фракциях. При рассмотрении НПЗ топливного профиля рассчитывают показатели, характеризующие выход и качество базовых компонентов топлив, и аналогичный показатель для прямогонных топливных фракций. Отношение этих показателей представляет собой технологический уровень НПЗ ($K_{\text{НПЗ}}$). Очевидно, чем больше предприятие производит высококачественных компонентов топлив и чем меньше содержание в нефти топливных фракций, тем $K_{\text{НПЗ}}$ выше. Таким образом, исключается завышенная оценка при вычислении глубины переработки для предприятий, работающих по

неглубокой схеме, но перерабатывающих нефть и газовые конденсаты с высоким содержанием светлых. Также, в отличие от рейтинга сложности, учитывается качество выпускаемой продукции и перерабатываемого сырья. Следует отметить, что принятие в расчет качества сырья имеет большое значение, поскольку переработка сернистых нефтей с невысоким содержанием светлых фракций сопряжена с большими затратами на получение заданного ассортимента качественной продукции.

Последовательность расчета показателя технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия изложена в работе [7]. Здесь, с целью лучшего понимания сущности данного показателя, приводятся основные стадии его расчета для НПЗ топливного профиля.

1. Исходя из поточной схемы предприятия и сводного материального баланса, определяют выход (в % мас. на нефть) основных базовых компонентов топлив (реформат, алкилат, гидроочищенная дизельная фракция и др.) и прямогонных бензиновой, керосиновой и дизельной фракций, получаемых на установке атмосферной дистилляции.

2. Вычисляют единичные показатели качества указанных компонентов и фракций по формулам:

$$K_{\text{ед}i} = R_i / R_{\text{эт}i}, \quad (1)$$

$$K_{\text{ед}i} = R_{\text{эт}i} / R_i, \quad K_{\text{ед}i} = 1 \text{ при } R_i = R_{\text{эт}i}, \quad (2)$$

где $K_{\text{ед}i}$ — единичный показатель качества; R_i и $R_{\text{эт}}$ — значение i -й характеристики соответственно данного компонента и эталона. В качестве эталона для бензина и дизельного топлива принимаются требования к характеристикам данного нефтепродукта, предусмотренные классом 5 Технического регламента, а для реактивных топлив — требования к топливам для летательных аппаратов с дозвуковой скоростью полета. Формула (1) применяется в том случае, когда увеличение i -й характеристики продукта ведет к улучшению качества. К таким характеристикам относятся, например, октановое и цетановое числа. При этом $K_{\text{ед}i}$ может быть больше единицы, поскольку улучшение свойства ведет к улучшению качества продукта. Для расчета таких единичных показателей качества, как содержание серы, ароматических, непредельных углеводородов и т. д. применяется формула (2). В этом случае $K_{\text{ед}i} = 1$ при $R_i < R_{\text{эт}i}$, так как при значении характеристики ниже эталонного значения качество продукта соответствует требованиям нормативного документа.

3. Рассчитывают комплексные показатели качества компонентов топлива и прямогонных фракций:

$$K_{\text{ком}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_{\text{ед}i},$$

где n — число рассматриваемых показателей качества.

При расчете комплексного показателя качества автомобильного бензина учитывают октановое число по исследовательскому и моторному методам, содержание непредельных углеводородов, % об., объемную долю ароматических углеводородов, объемную долю бензола, содержание серы, % мас. Для дизельного топлива учитывают цетановое число, содержание серы и массовую долю полициклических ароматических углеводородов. Для реактивного топлива учитывают температуру начала кристаллизации, высоту некоптящего пламени, объемную долю ароматических углеводородов и содержание серы. Комплексные показатели качества базовых компонентов топлив целесообразно рассчитывать индивидуально для каждого нефтеперерабатывающего предприятия, не вводя некоторых усредненных коэффициентов для отдельных компонентов топлив. Такое усреднение не позволит учесть различие характеристик компонентов топлив, обусловленное свойствами сырья, применяемыми катализаторами, технологическими параметрами и т. д.

4. Для всех базовых компонентов топлив вычисляют произведение их выхода Y_i (в % мас. на нефть) и комплексного показателя качества:

$$K_i = Y_i K_{\text{ком}i}.$$

5. Технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия топливного профиля может быть вычислен отношение суммы коэффициентов K_i всех получаемых на данном предприятии базовых компонентов топлив к сумме этих же коэффициентов для прямогонных фракций:

$$K_{\text{НПЗ}} = \frac{\sum Y_i K_{\text{ком}i}}{\sum Y_{i\text{AT}} K_{\text{ком}i\text{AT}}}.$$

Повышение технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия достигается при модернизации, направленной на:

- увеличение выхода базовых компонентов топлив в результате внедрения деструктивных процессов;
- улучшение качества топлив при освоении мощностей облагораживающих процессов;
- переход к переработке сырья низкого

качества при неизменных выходе и качестве получаемой продукции.

Для сопоставления разных вариантов модернизации блока установок для производства одного вида нефтепродуктов целесообразно сравнивать не $K_{\text{НПЗ}}$, а итоговые коэффициенты для конкретных видов топлив (бензин, дизельное, реактивное). Например, для бензина:

$$K_{\text{бенз}} = \frac{\sum Y_i K_{\text{ком}i}}{Y_{\text{AT}}^{\text{бенз}} K_{\text{ком}i\text{AT}}^{\text{бенз}}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{бенз}}$ — итоговый коэффициент для бензина; Y_i — выходы (% мас. на нефть) отдельных компонентов бензина; $Y_{\text{AT}}^{\text{бенз}}$ — выход бензиновой фракции на установке атмосферной дистилляции; $K_{\text{ком}i\text{AT}}^{\text{бенз}}$ — комплексный показатель качества этой фракции.

Таким образом, $K_{\text{бенз}}$ можно охарактеризовать как значимость всех процессов для получения компонентов бензина в формировании бензинового фонда, по отношению к случаю, когда на НПЗ имеется лишь одна установка атмосферной дистилляции, не позволяющая достигнуть высоких выхода и качества товарного бензина. Очевидно, переработка легких нефтей и газовых конденсатов сопряжена с меньшими затратами, чем тяжелых сернистых нефтей, что находит отражение в более низких итоговых коэффициентах для топлив и показателе технологического уровня в целом.

Далее, в целях выявления возможности использования $K_{\text{НПЗ}}$ для оценки вариантов модернизации нефтеперерабатывающего предприятия, рассматривали 9 последовательных стадий развития НПЗ топливного профиля. Для каждой стадии рассчитывали основные показатели эффективности переработки нефти, а также выход и характеристики товарных моторных топлив. Поточные схемы вариантов последовательной модернизации (очередей развития) нефтеперерабатывающего предприятия приведены на рис. 1–8. В целях упрощения на схемах показаны лишь основные технологические установки, а вспомогательные установки (производства серы, водорода) опущены. В табл. 1 представлены показатели эффективности переработки нефтяного сырья на этих стадиях. В вариантах 1–8 сырьем предприятия является западносибирская малосернистая нефть, некоторые характеристики которой приведены ниже [8]:

плотность при 20°C, кг/м ³	844,4
содержание серы, % мас.	0,59

содержание фракции н.к.–350°С	54,33
октановое число фракции н.к.–180°С	
по ИМ	58
по ММ	57
содержание серы, % мас., во фракции	
н.к.–180°С	0,05
180–350°С	0,31
цетановое число фракции 180–350°С	50

Вариант 1. Рассмотрение стадий развития нефтеперерабатывающего предприятия начнем с рис. 1. Очевидно, это предприятие представляет собой лишь одну установку атмосферной дистилляции, и, как указано в работе [9], считаться нефтеперерабатывающим заводом не может и должно носить название «нефтеперегонная установка». Ввиду отсутствия процессов, направленных на повышение выхода или качества топливных дистиллятов, показатель технологического уровня такого предприятия равен минимальному значению, т. е. 1.

Вариант 2. Первая стадия модернизации предприятия включала сооружение установок гидроочистки бензиновой и дизельной фракций, а также каталитического реформинга фракции 70–180°С (рис. 2). Из таблицы видно, в результате такой модернизации рейтинг сложности увеличился почти в 3 раза, хотя показатель технологического уровня остался почти без изменения, что обусловлено недопустимо высоким содержанием ароматических углеводородов, в частности бензола, в товарном бензине, а также высоким содержанием серы в товарном дизельном топливе (500 ppm). Очевидно, такая продукция не соответствует современным требованиям, поэтому такой вариант модернизации предприятия не может считаться эффективным, что и отражает показатель технологического уровня.

Вариант 3. На следующей стадии развития предприятия (рис. 3) с целью повышения октанового числа легкой бензиновой фракции была введена в эксплуатацию установка изомеризации, работающая по схеме без рециркуляции на алюмоплатиновом хлорированном катализаторе. В результате показатель технологического уровня немного увеличился, однако высокое

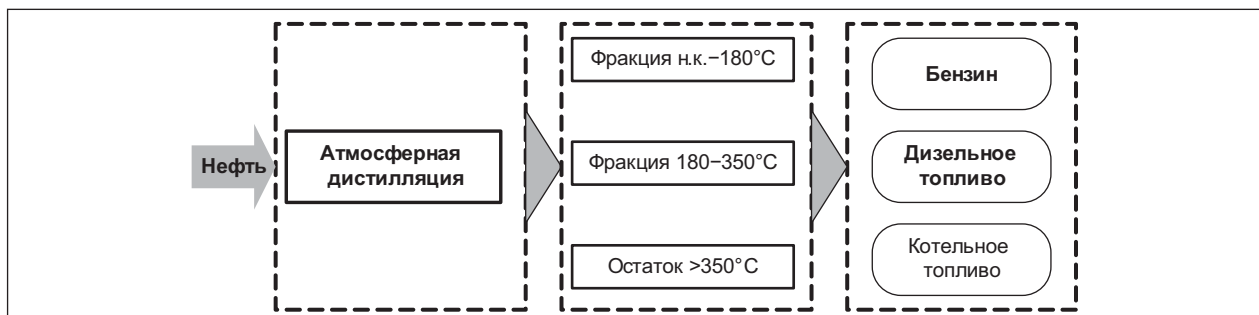


Рис. 1. Вариант 1 развития нефтеперерабатывающего предприятия

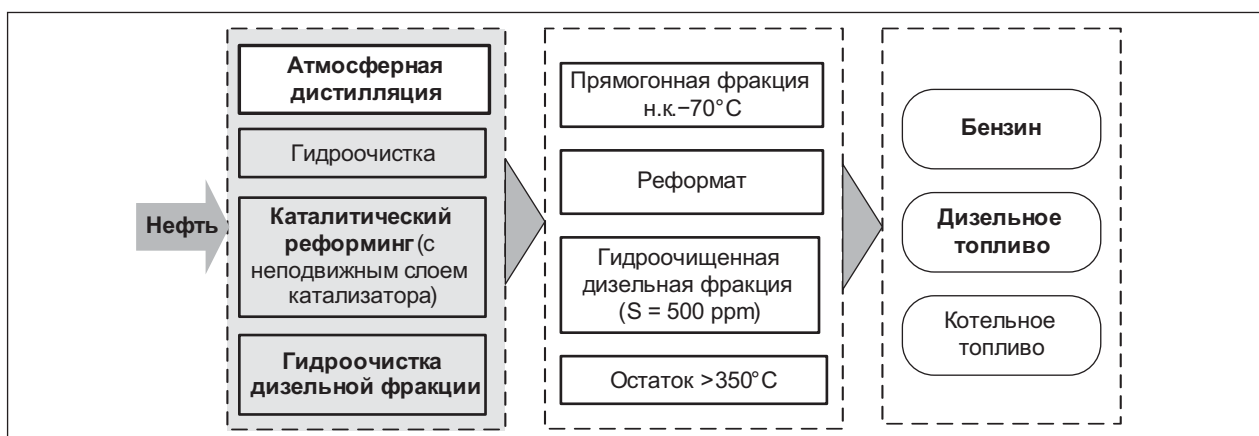


Рис. 2. Вариант 2 развития нефтеперерабатывающего предприятия

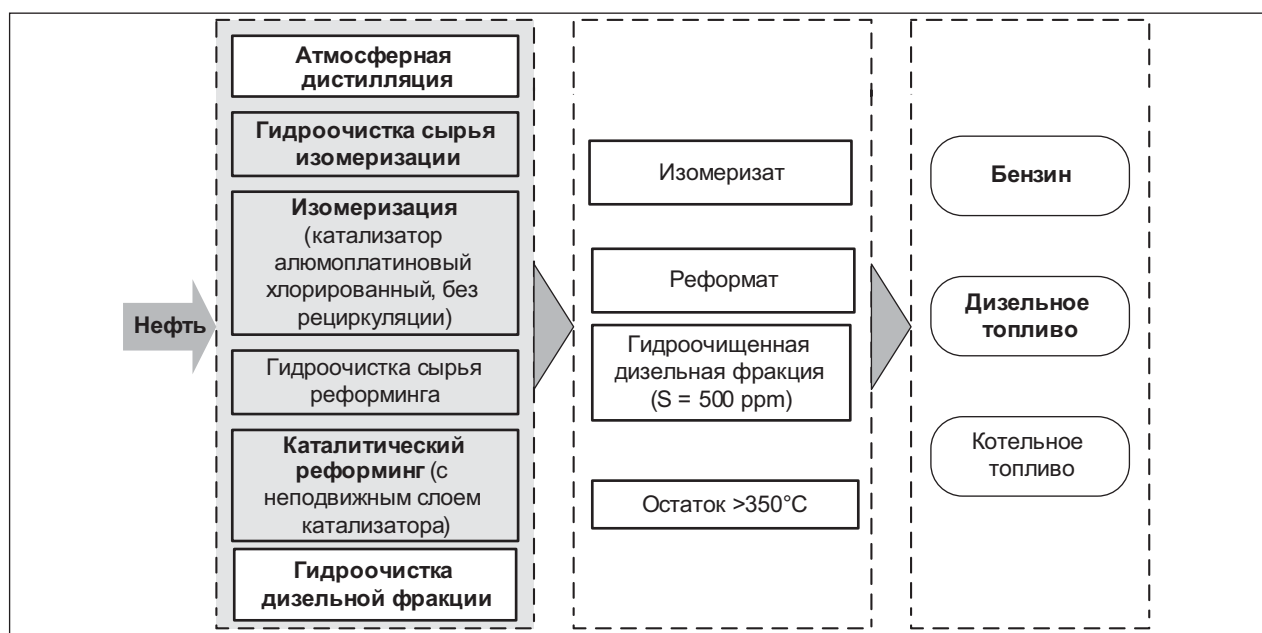


Рис. 3. Вариант 3 развития нефтеперерабатывающего предприятия

содержание в реформате ароматических углеводородов, в частности бензола, преобладание в бензиновом фонде реформата и высокое содержание серы в дизельном топливе не позволяют достигнуть высокого технологического уровня предприятия.

Вариант 4. Дальнейшие мероприятия по совершенствованию выпуска товарной продукции заключались в модернизации установки изомеризации с добавлением деизогексанизатора, в результате чего октановое число изомеризата повысилось на 5 пунктов, а также в реконструкции установки гидроочистки, направленной

на увеличение глубины обессеривания, что позволило получать дизельное топливо с содержанием серы 50 ppm (рис. 4). Улучшение качества базовых компонентов топлив привело к увеличению показателя технологического уровня с 1,015 до 1,065. Важно отметить, что, поскольку новые технологические мощности в эксплуатацию не вводились, рейтинг сложности НПЗ не изменился, хотя качество продукции, несомненно, улучшилось. Очевидно, глубина переработки также осталась неизменной, что еще раз свидетельствует о недостаточно объективной сравнительной оценке нефтепера-

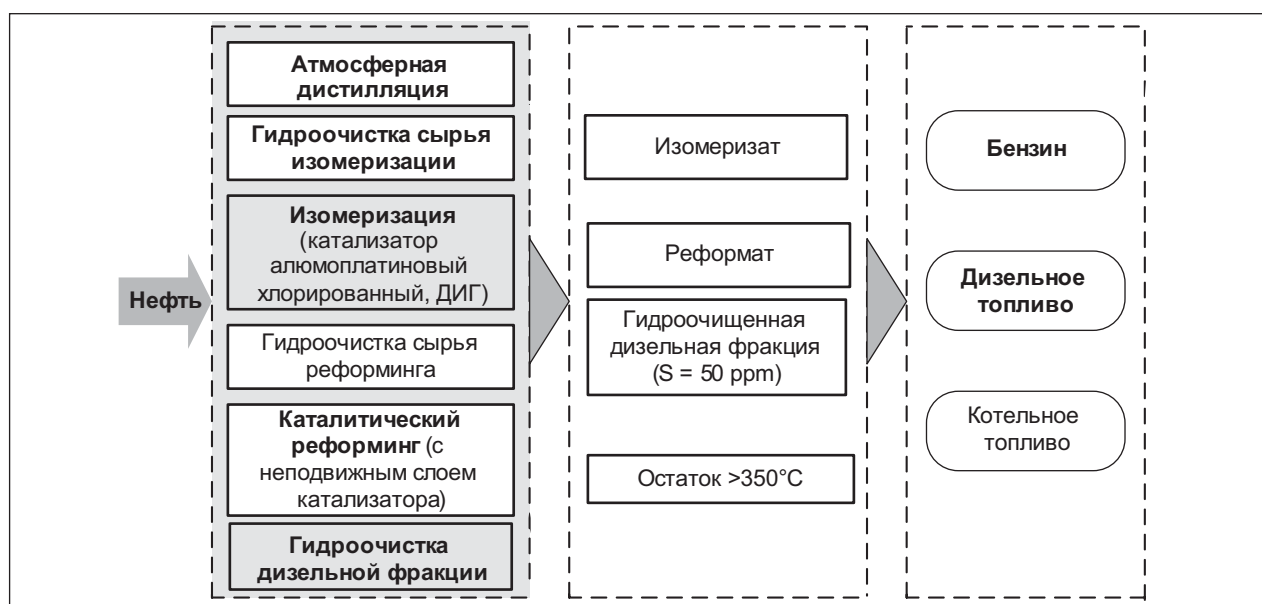


Рис. 4. Вариант 4 развития нефтеперерабатывающего предприятия

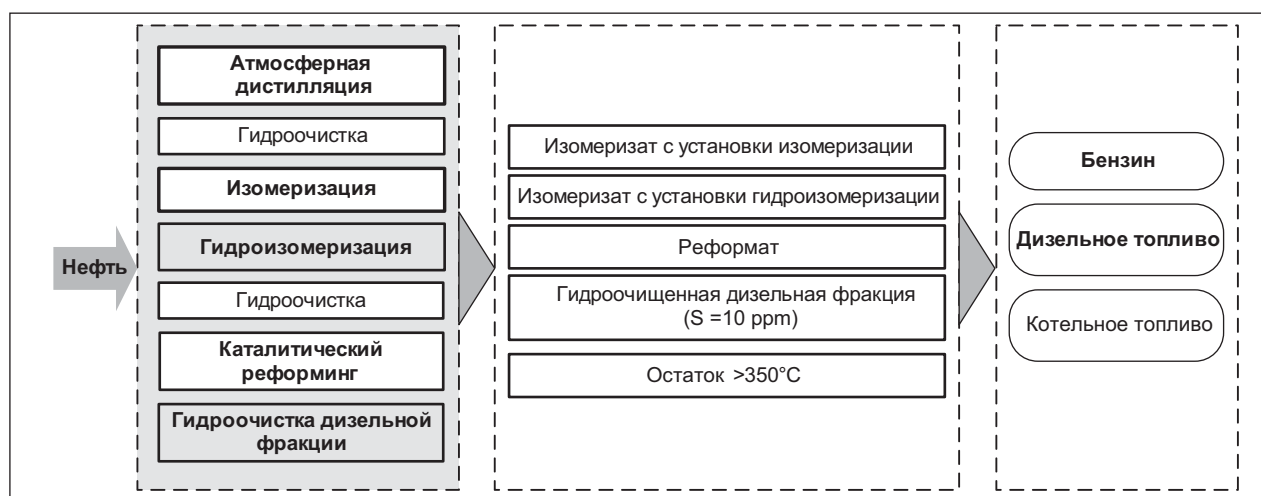


Рис. 5. **Вариант 5** развития нефтеперерабатывающего предприятия

батывающих предприятий с учетом только этих двух показателей.

Вариант 5. На следующем этапе развития предприятия (рис. 5) снижение содержания бензола в товарном бензине было достигнуто введением в эксплуатацию установки гидроизомеризации легкого реформата. Также была проведена дальнейшая модернизация установки гидроочистки со снижением содержания серы в гидрогенизате до 10 ppm. Получение относи-

тельно большого количества высокооктановых неароматических, не содержащих серу компонентов бензина (изомеризат, фракция гидроизомеризации) и дизельного топлива с ультранизким содержанием серы обуславливает увеличение показателя технологического уровня до 1,321.

Вариант 6. Все рассмотренные стадии развития предприятия были связаны с последовательным улучшением качества топлив, при неизменном их выходе, поэтому последующие

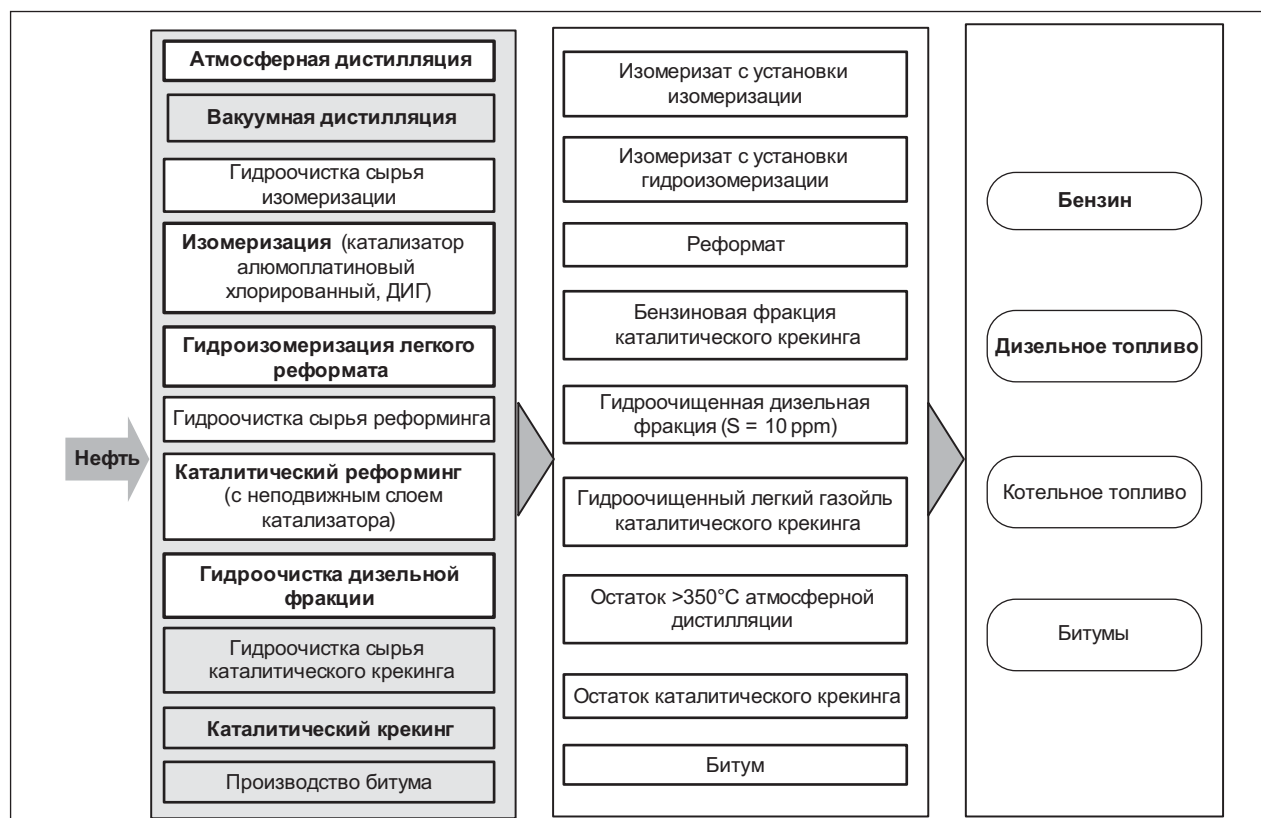


Рис. 6. **Вариант 6** развития нефтеперерабатывающего предприятия

мероприятия по реконструкции НПЗ были направлены на увеличение выхода светлых дистиллятов. В эксплуатацию были введены установки вакуумной дистилляции, гидроочистки вакуумного газойля, каталитического крекинга и производства битума (рис. 6). Причем на вакуумную дистилляцию направляли лишь 50% мазута. Остальное количество использовали для получения котельного топлива компаундированием с тяжелым газойлем каталитического крекинга. Легкий газойль каталитического крекинга после гидроочистки использовался как компонент товарного дизельного топлива. Данные мероприятия обусловили увеличение показателя технологического уровня до 1,554, так как суммарный выход качественных компонентов моторных топлив превысил содержание топливных фракций в перерабатываемой нефти.

Вариант 7. На следующем этапе (рис. 7) для более эффективного использования нефтяного сырья была увеличена в 2 раза производительность блока вакуумной дистилляции, гудрон с которого направляли на установку висбрекинга. Для подготовки сырья каталитического крекинга

и получения дополнительного количества светлых дистиллятов была введена установка гидрокрекинга, что обеспечило уменьшение содержания серы в бензиновой фракции и легком газойле каталитического крекинга. В результате проведенных мероприятий выход котельного топлива уменьшился, а топливных дистиллятов — увеличился, что выразилось в повышении показателя технологического уровня НПЗ до 1,856.

Вариант 8. На данном этапе модернизации предприятия (рис. 8) в эксплуатацию были введены установки получения высокооктановых компонентов бензина из непредельных газов каталитического крекинга: серноокислотное алкилирование, производство МТБЭ и димеризация пропилена. Получение дополнительных высокооктановых неароматических компонентов бензина обеспечило повышение показателя технологического уровня НПЗ до 1,879. Из таблицы видно, что глубина переработки нефти при этом не изменилась.

Вариант 9. Все описанные этапы развития предприятия были связаны с вводом в эксплуатацию новых технологических мощностей или ре-

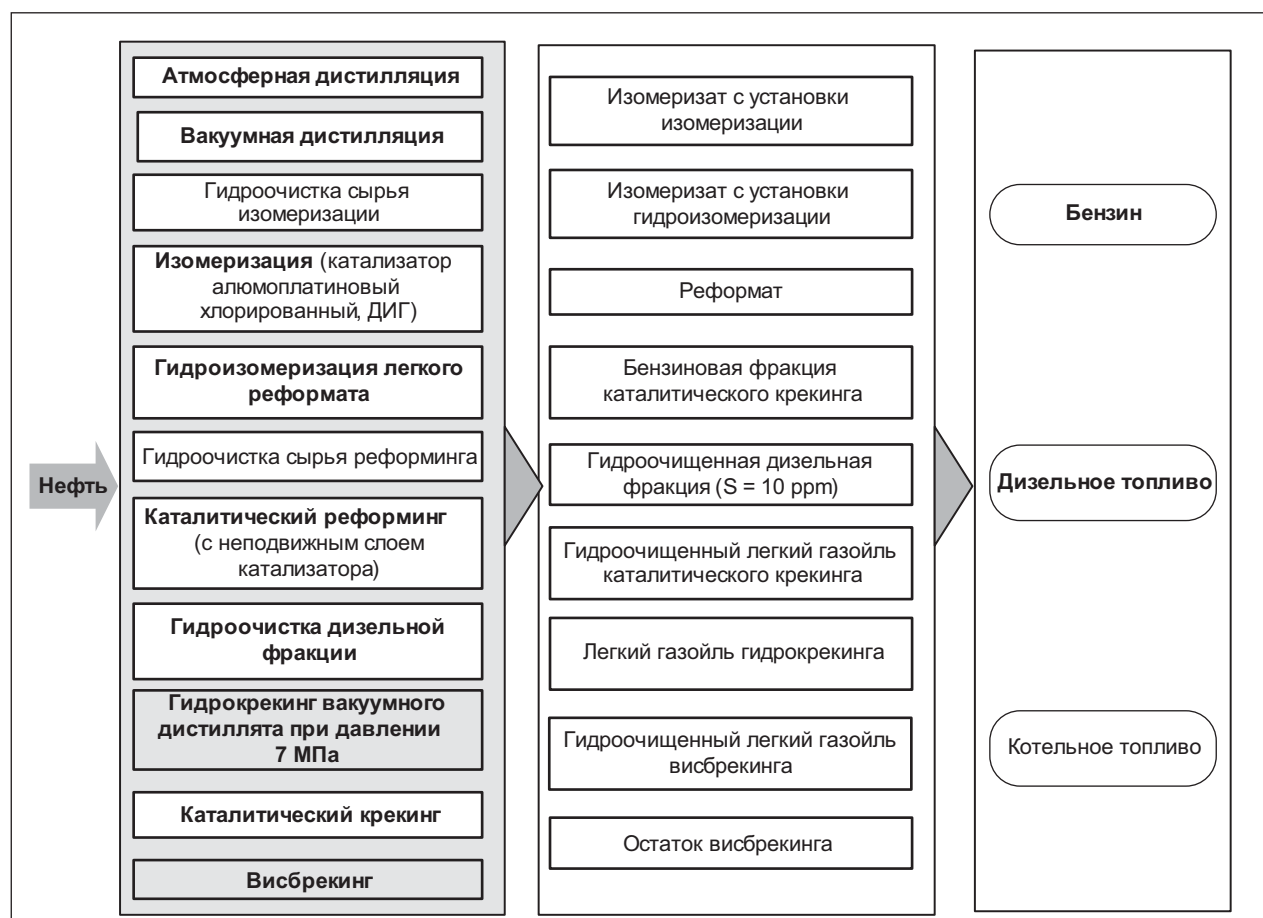


Рис. 7. Вариант 7 развития нефтеперерабатывающего предприятия

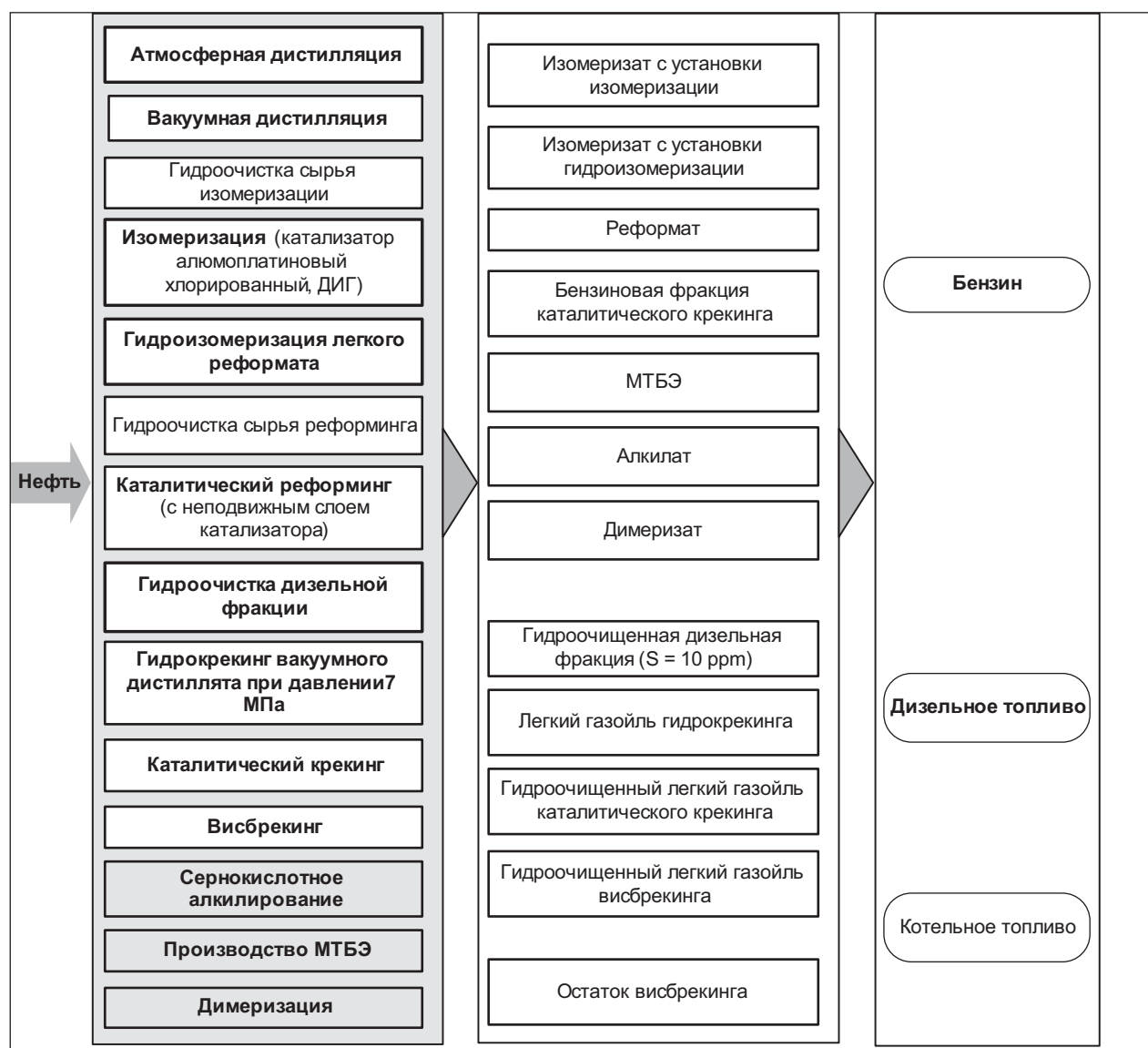


Рис. 8. Вариант 8 развития нефтеперерабатывающего предприятия

конструкцией существующих, направленной на повышение качества продукции. Теперь рассмотрим случай, когда поточная схема предприятия остается без изменений (рис. 8), но ухудшается качество сырья, поступающего на переработку. НПЗ переходит к переработке западносибирской сернистой нефти [8], некоторые характеристики которой приведены ниже:

плотность при 20°C, кг/м³	861,3
содержание серы, % мас.	1,5
содержание фракции н.к.–350°C	48,2
октановое число фракции н.к.–180°C	
по ИМ	58

по ММ	57
содержание серы, % мас., во фракции н.к.–180°C	0,06
180–350°C	0,81
цетановое число фракции 180–350°C	49

Очевидно, переработка такого сырья при поддержании качества продукции на прежнем уровне потребует модернизации предприятия, связанной, в первую очередь, с увеличением производительности деструктивных процессов, установок производства водорода, серы (или серной кислоты), реконструкцией установок гидроочистки и гидрокрекинга и т. д. Вполне

Сопоставление этапов модернизации нефтеперерабатывающего предприятия

Вариант модернизации	Глубина переработки нефти, %	Рейтинг сложности	Показатель технологического уровня $K_{\text{нпз}}$	Относительное увеличение $K_{\text{нпз}}$ при модернизации	Итоговые коэффициенты для топлив	
					$K_{\text{бенз}}$	$K_{\text{дт}}$
1	55,61	1,00	1,000	0,000	1,000	1,000
2	55,61	2,97	1,004	0,004	1,017	0,993
3	55,61	3,72	1,015	0,011	1,041	0,993
4	44,39	3,72	1,065	0,049	1,045	1,081
5	55,61	4,53	1,321	0,241	1,139	1,475
6	76,68	6,19	1,554	0,176	1,437	1,653
7	86,64	8,98	1,856	0,194	1,614	2,060
8	86,64	9,07	1,879	0,012	1,664	2,060
9	83,07	9,07	2,013	0,072	1,835	2,144

понятно, что описанные мероприятия связаны со значительными капитальными и эксплуатационными затратами. Принцип вычисления $K_{\text{нпз}}$ таков, что показатель технологического уровня косвенно отражает затраты, связанные с переходом на переработку низкокачественного сырья — из таблицы видно, что он увеличивается с 1,879 до 2,013. Рейтинг сложности при этом, очевидно, остается неизменным, а глубина переработки несколько уменьшается. Таким образом, учет качества сырья при расчете $K_{\text{нпз}}$ обеспечивает корректное сравнение предприятий с одинаковой структурой технологических мощностей, но перерабатывающих разное сырье. В определенной

степени мерой эффективности модернизации предприятия является относительное увеличение технологического уровня, вычисляемое по формуле:

$$\Delta K_{\text{нпз}} = (K_{\text{нпз}}^2 - K_{\text{нпз}}^1) / K_{\text{нпз}}^1,$$

где $K_{\text{нпз}}^1$, $K_{\text{нпз}}^2$ — показатель технологического уровня соответственно до и после модернизации.

На рис. 9 представлены выход моторных топлив, октановое число (ИМ) товарного бензина, содержание в нем ароматических углеводородов и показатель технологического уровня для всех этапов развития предприятия. Видно, что $K_{\text{нпз}}$

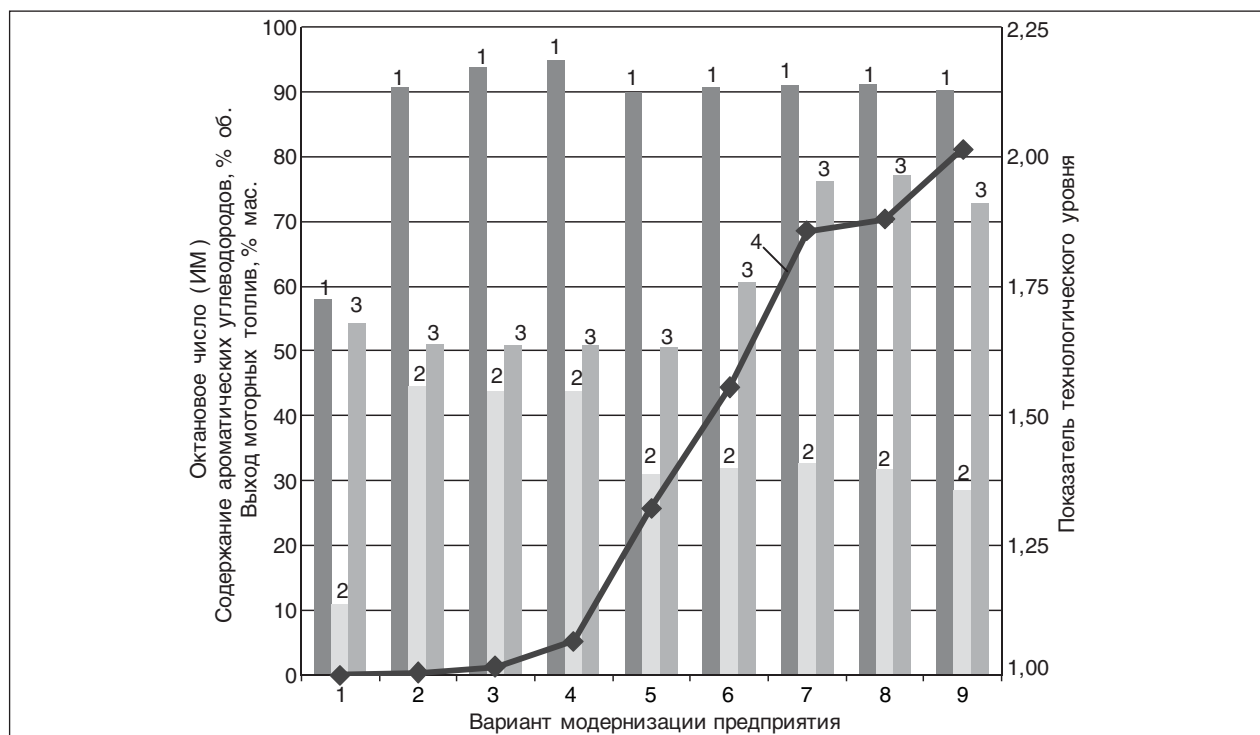


Рис. 9. Изменение показателя технологического уровня при модернизации нефтеперерабатывающего предприятия:

1 — октановое число (ИМ); 2 — содержание ароматических углеводородов, % об.,
 3 — выход моторных топлив, % мас. на нефть; 4 — $K_{\text{нпз}}$

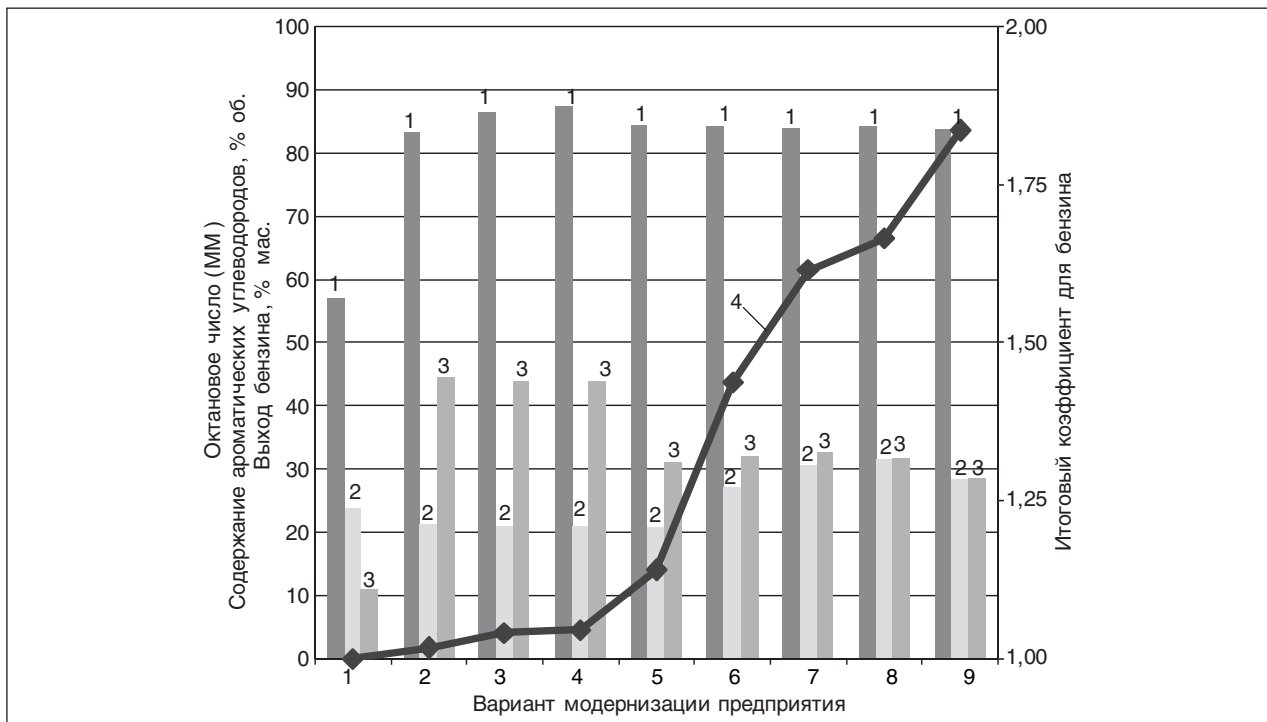


Рис. 10. Изменение итогового коэффициента для бензина при модернизации нефтеперерабатывающего предприятия:

1 — октановое число (ММ); 2 — выход товарного бензина, % мас. на нефть;
3 — содержание ароматических углеводородов, % об.; 4 — $K_{\text{бенз}}$

увеличивается с улучшением качества и повышением суммарного выхода топлив.

Как уже было отмечено, сравнение вариантов модернизации производства бензина целесообразно осуществлять не по показателю технологического уровня, а по итоговому коэффициенту для бензина (3). Последний позволяет не только выявить наиболее эффективный вариант модернизации, обеспечивающий максимальные выход и качество товарного бензина, но и отражает значимость всех процессов получения компонентов товарного бензина по отношению к случаю, когда в составе бензинового фонда имеется лишь прямогонная фракция. На рис. 10 представлены выход товарного бензина, его октановое число (ММ), содержание в нем ароматических углеводородов и итоговый коэффициент для бензина, вычисленные для разных стадий развития предприятия.

Все рассмотренные поточные схемы нефтеперерабатывающих предприятий отражают постепенную модернизацию, направленную на улучшение качества и/или выхода моторных топлив. В одних случаях модернизация приводила к значительному относительному увеличению показателя технологического уровня, например, переход от варианта 4 к варианту 5, заключающийся в снижении содержания серы

в дизельном топливе и сооружении установки гидроизомеризации. В других случаях (переход от варианта 3 к варианту 4, от варианта 8 к варианту 9) показатель технологического уровня увеличивался при реконструкции существующих технологических установок без сооружения новых. Модернизацию нефтеперегонной установки (рис. 1) с сооружением лишь установок неглубокой гидроочистки дизельной фракции и реформинга бензиновой фракции эффективной считать нельзя ввиду высокого содержания серы в товарном дизельном топливе и высокой объемной доли ароматических углеводородов в бензине. Проанализируем еще один пример недостаточно эффективной модернизации нефтеперерабатывающего предприятия.

Вариант 10. В качестве базового варианта рассмотрим поточную схему, представленную на рис. 5 (вариант 5). Цель модернизации — углубление переработки нефти. Для этого в эксплуатацию были введены установки каталитического крекинга вакуумного дистиллята и замедленного коксования гудрона. Сырье каталитического крекинга гидроочистке не подвергается. Дистиллятные фракции крекинга и коксования без облагораживания направляются в блок компаундирования товарных топлив (рис. 11).

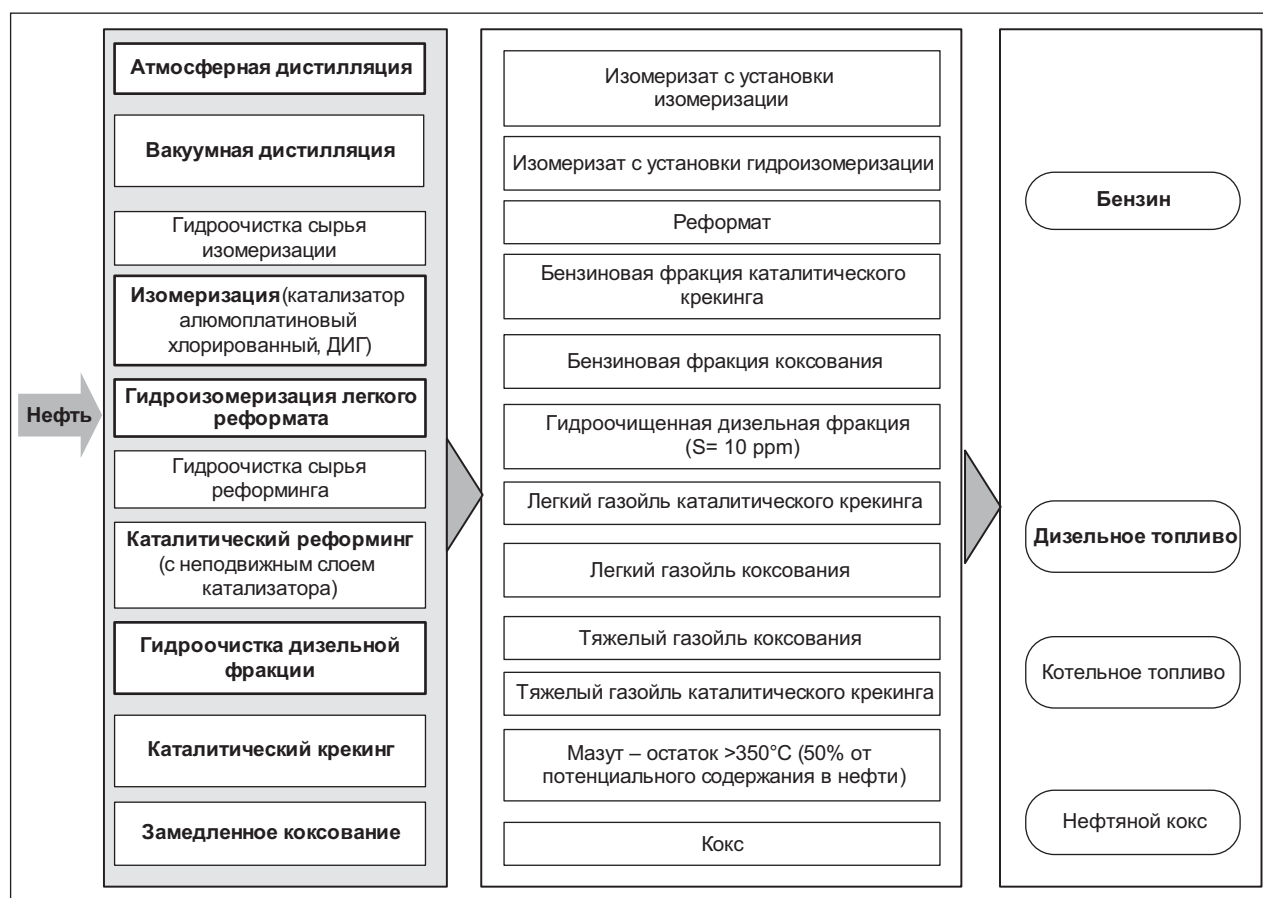


Рис. 11. Вариант модернизации нефтеперерабатывающего предприятия с углублением переработки нефти

В результате сооружения двух относительно капиталоемких установок рейтинг сложности предприятия увеличился с 4,53 до 6,28. Глубина переработки нефти также увеличилась с 55,61 до 76,68.

Однако расчет показателя технологического уровня (рис. 12) показал, что такой вариант модернизации предприятия менее эффективен, чем переход к варианту 6, изображенному на рис. 6. Так, $K_{\text{нпз}}$ варианта 6 составляет 1,554, а варианта 10 — 1,525. Это обусловлено низким качеством продуктов коксования и каталитического крекинга, т. е. высоким содержанием в них серы, низкими октановым числом компонента бензина и цетановым числом дизельной фракции, высоким содержанием в последней полициклических ароматических углеводородов (ПЦА). В этой связи на предприятии 10 получают продукцию худшего качества, чем на предприятиях 5 и 6. Поэтому, несмотря на значительное увеличение глубины переработки нефти и рейтинга сложности при переходе к варианту 10, модернизацию предприятия 5 эффективнее осуществлять по схеме рис. 6, т. е. дистилляты деструктивного

происхождения направлять на гидроочистку, а бензиновую фракцию коксования — дополнительно на реформинг.

Обобщая вышеизложенное, следует отметить преимущества показателя технологического уровня как критерия эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий. Во-первых, при сопоставлении предприятий исключается вероятность ошибочной оценки в результате использования лишь данных о рейтинге сложности и глубине переработки нефти. Так, из сравнения этапов развития нефтеперерабатывающего предприятия (варианты 1–9) видно, что вариант 2 — пример недостаточно эффективной модернизации предприятия 1. В этом случае показатель технологического уровня почти не изменяется, так как предприятие 2 выпускает продукцию, не соответствующую требованиям законодательства. Однако рейтинг сложности, несмотря на неэффективность такой модернизации, значительно увеличивается. Очевидно, наиболее капиталоемкий вариант модернизации, предполагающий сооружение нескольких

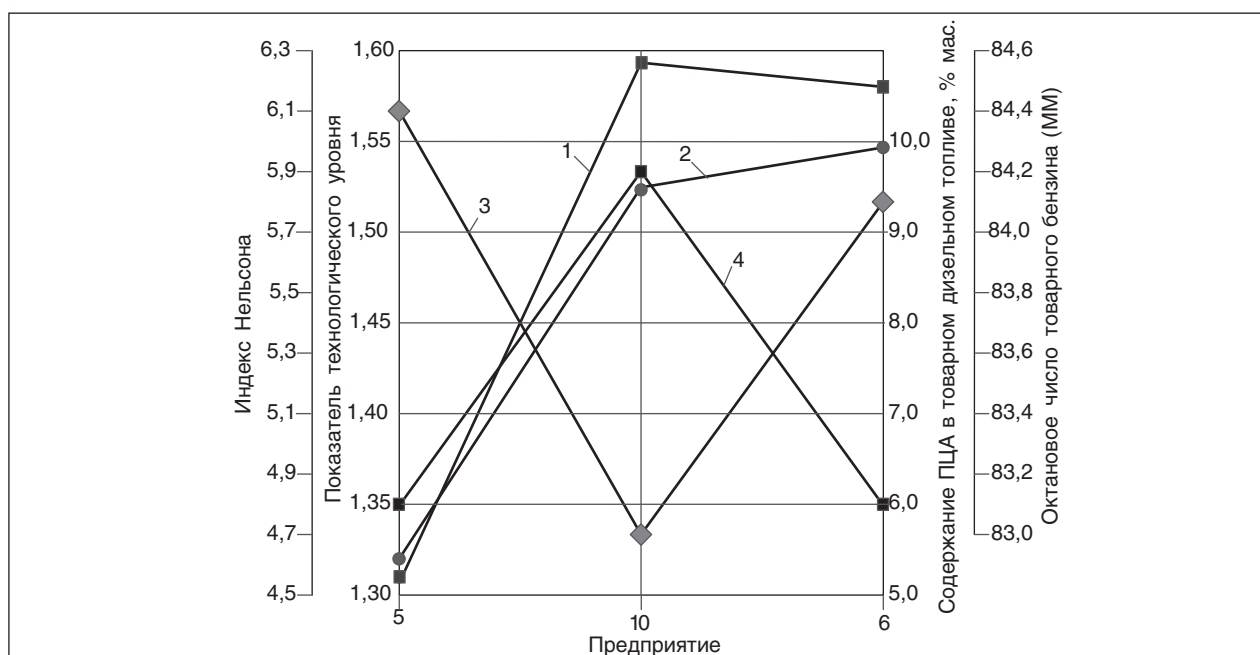


Рис. 12. Сравнительный анализ вариантов модернизации предприятия 5:
 1 — индекс Нельсона; 2 — показатель технологического уровня; 3 — октановое число бензина (ММ);
 4 — содержание ПЦА в дизельном топливе

технологических установок, не всегда является наиболее эффективным (см. варианты 10 и 6 модернизации предприятия 5). Об этом свидетельствуют относительно низкий $K_{НПЗ}$, но высокий рейтинг сложности предприятия 10.

Во-вторых, показатель технологического уровня обеспечивает корректное сравнение предприятий с одинаковым набором технологических установок, но выпускающих продукцию разного качества вследствие различий в используемых катализаторах, технологическом режиме, вариантах осуществления процессов. В частности, при переходе от варианта 3 к варианту 4 $K_{НПЗ}$ повышается в результате модернизации существующих технологических мощностей и перехода к выпуску более качественной продукции. Рейтинг сложности при этом не меняется.

В-третьих, при ухудшении качества поступающего на переработку сырья (вариант 9) показатель технологического уровня, в отличие от глубины переработки и рейтинга сложности, увеличивается, что косвенно отражает затраты на модернизацию, необходимую для перехода к переработке такого сырья. Можно сделать вывод, что $K_{НПЗ}$ объективно отражает высокие эксплуатационные затраты на предприятиях, перерабатывающие высокосернистые нефти с небольшим содержанием светлых фракций.

Таким образом, показатель технологического уровня, наряду с существующими показателями эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий, можно использовать для сравнительного анализа существующих предприятий и вариантов их модернизации.

Литература

1. Туманян Б. П. Об оценке эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий // Химия и технология топлив и масел. — 2009. — № 3. — С. 4–6.
2. Колесников И. М. К вопросу определения эффективности переработки нефти // Промышленный сервис. — 2011. — № 3. — С. 38–40.
3. Каминский Э. Ф., Хавкин В. А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. — М.: Техника, 2001. — 384 с.
4. Сомов В. Е., Садчиков И. А., Шершун В. Г. и др. Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2002. — 292 с.
5. Johnson D. Complexity Index Indicates Refinery Capability, Value // Oil & Gas Journal. — 1996. — V. 18. — P. 74–80.
6. Брагинский О. Б. Сколько стоит НПЗ? // Нефть и бизнес. — 1997. — № 3. — С. 27–30.

7. Туманян Б. П., Петрухина Н. Н. Новый подход к оценке эффективности переработки нефтяного сырья // Теоретические и прикладные проблемы сервиса. — 2011. — № 1. — С. 15–25.
8. Нефти и газовые конденсаты России: Справочник. / Под. ред. К. А. Демиденко. — М.: Техника. — Т. 2. — 2002. — 160 с.
9. Туманян Б. П. К вопросу о классификации нефтеперерабатывающих предприятий // Теоретические и прикладные проблемы сервиса. — 2011. — № 2. — С. 4–8.

References

1. Tumanyan B. P. Ob otsenke effektivnosti funktsionirovaniya neftepererabatyvayushchikh predpriyatiy // Khimiya i tekhnologiya topliv i masel. — 2009. — № 3. — P. 4–6.
2. Kolesnikov I. M. K voprosu opredeleniya effektivnosti pererabotki nefti // Promyshlennyi servis. — 2011. — № 3. — P. 38–40.
3. Kaminskiy E. F., Khavkin V. A. Glubokaya pererabotka nefti: tekhnologicheskiy i ekologicheskiy aspekty. — М.: Tekhnika, 2001. — 384 p.
4. Somov V. Ye., Sadchikov I. A., Shershun V. G. et al. Strategicheskiye priority rossiyskikh neftepererabatyvayushchikh predpriyatiy. — М.: TSNIITeneftkhim, 2002. — 292 p.
5. Johnson D. Complexity Index Indicates Refinery Capability, Value // Oil & Gas Journal. — 1996. — V. 18. — P. 74–80.
6. Braginskiy O. B. Skolko stoit NPZ? // Neft i biznes. — 1997. — № 3. — P. 27–30.
7. Tumanyan B. P., Petrukhina N. N. Novyy podkhod k otsenke effektivnosti pererabotki neftyanogo syrya // Teoreticheskiye i prikladnyye problemy servisa. — 2011. — № 1. — P. 15–25.
8. Nefti i gazovyye kondensaty Rossii: Spravochnik. / Pod. red. K. A. Demidenko. — М.: Tekhnika. — V. 2. — 2002. — 160 p.
9. Tumanyan B. P. K voprosu o klassifikatsii neftepererabatyvayushchikh predpriyatiy // Teoreticheskiye i prikladnyye problemy servisa. — 2011. — № 2. — P. 4–8.

B. P. Tumanyan, N. N. Petrukhina
Gubkin Russian State University of Oil and Gas

A Comparative Analysis of Refineries Development Scenario on the Basis of Technological Level

A sequence of refinery technological level index calculation is presented. The possibility and advisability of comparative analysis of refineries and their modernization scenario on the basis of technological level index is discussed. The index takes into account fuels yield and quality and feedstock quality. The objectivity of the presented method was shown at assessment of variants and stages of refineries modernization.

Key words: refining efficiency, refinery technological level, depth of refining, Nelson index, modernization, feedstock quality.

Вниманию специалистов!

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ: ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Под ред. проф. Н. Г. Дигурова и проф. Б. П. Туманяна

В учебном пособии рассмотрены основные теоретические и технологические аспекты переработки нефти. Отражены базовые аспекты теории нефтяных дисперсных систем. Особое внимание обращено на прикладную кинетику и моделирование химических реакторов, а также на анализ и синтез химико-технологических систем. Приведены примеры расчетов технологического оборудования.

Учебное пособие ориентировано на студентов, магистрантов и аспирантов, обучающихся в направлении технологии переработки нефти и газа. Может быть полезно широкому кругу инженерно-технических и научных работников, специализирующихся в области нефтепереработки и нефтехимии.

М.: Издательство «Техника», 2012. — 496 с.

Гигиеническое нормирование углеводородов в донных отложениях водных объектов

В. Н. Башкин, Р. В. Галиулин, Р. А. Галиулина
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

Институт фундаментальных проблем биологии Российской академии наук

Проанализирована и обобщена информация по проблеме гигиенического нормирования углеводородов нефти и газового конденсата в загрязненных донных отложениях водных объектов. Сделано заключение о возможности использования геохимических и биогеохимических критериев нормирования как основы разработки предельно допустимой концентрации углеводородов в донных отложениях.

Ключевые слова: водные объекты, донные отложения, углеводороды, нефть, газовый конденсат, критерии нормирования, предельно допустимая концентрация.

При хроническом или аварийном поступлении углеводородов нефти или газового конденсата в водные объекты качественное состояние последних во многом зависит от уровня загрязнения донных отложений углеводородами. Это связано с тем, что донные отложения, аккумулировавшие углеводороды, при взмучивании за счет ветрового воздействия, резкого увеличения скорости потока или драгирования (изъятия донных отложений) при дноуглубительных работах становятся источником вторичного загрязнения водной толщи.

Между тем, объективный контроль загрязнения донных отложений углеводородами можно осуществлять только при наличии экспериментально обоснованного гигиенического норматива в виде предельно допустимой концентрации (ПДК). Под ПДК понимается такая концентрация химических веществ в донных отложениях, которая при повседневном воздействии в течение длительного времени не оказывает негативного влияния на организм человека при попадании в него тем или иным путем. Располагая таким средством гигиенического контроля, можно не только судить о состоянии водных объектов, но и прогнозировать их ухудшение вследствие вторичного загрязнения водной толщи углеводородами донных отложений.

Однако гигиенические нормативы для донных отложений водных объектов в нашей стране до сих пор не разработаны даже на основные классы химических веществ, включая углеводороды [1]. В этой связи закономерно возникают вопросы: «Каковы перспективы решения проблемы гигиенического нормирования углеводородов в донных отложениях водных объектов?» и «Какие критерии должны лежать в основе разработки ПДК углеводородов в донных отложениях?». Поэтому цель данной работы состояла в анализе и обобщении информации по проблеме гигиени-

ческого нормирования углеводородов в донных отложениях водных объектов.

Решение указанной проблемы требует изложения информации в такой последовательности:

- описать особенности загрязнения донных отложений водных объектов углеводородами;
- охарактеризовать взаимодействие углеводородов и микроорганизмов в донных отложениях водных объектов;
- описать негативное влияние углеводородов на ихтиофауну;
- охарактеризовать критерии гигиенического нормирования углеводородов в донных отложениях водных объектов.

Особенности загрязнения донных отложений водных объектов углеводородами

Согласно работе [2], основными источниками поступления углеводородов, хронически загрязняющих Азовское море, являются речной сток, сточные воды предприятий, расположенных на прибрежных территориях, водный транспорт, дноуглубительные работы, бурение скважин и т. д. При этом было установлено:

- донные отложения в сравнении с водной толщей характеризуются некоторым отставанием процессов накопления углеводородов и их преобразования, происходящего с участием углеводородокисляющих микроорганизмов;
- в донные отложения, в отличие от водной толщи, поступают уже в некоторой степени преобразованные углеводороды;
- в донных отложениях депонирована основная масса углеводородов (~90%).

По данным тех же авторов [3], максимальное содержание углеводородов в водной толще Азовского моря достигало 0,5 мг/л, а в донных отложениях — 1,2 г/кг. Исследования [4], прове-

денные в районе Среднего Приобья (Западная Сибирь), показали, что максимальное содержание углеводов в воде и донных отложениях водных объектов различных месторождений нефти на этапе их разведки и освоения составляет соответственно 1,1 мг/л и 2,8 г/кг, а на этапе их эксплуатации (более 15 лет) — 5,1 мг/л и 2,2 г/кг.

Однако наиболее серьезное загрязнение водных объектов углеводородами происходит при аварийных разливах газового конденсата и нефти. Так, в результате несанкционированной врезки в магистральный конденсатопровод в Оренбургской области произошел разлив газового конденсата с попаданием его в водные объекты (бассейн р. Урал) [5]. При этом максимальное содержание углеводов в водной толще и донных отложениях (соответственно 145 мг/л и 39,4 г/кг) было значительно выше, чем в вышеописанных примерах, характеризующих хроническое загрязнение водных объектов.

Взаимодействие углеводов и микроорганизмов в донных отложениях водных объектов

Донные отложения водных объектов представляют собой особую экологическую нишу, богатую органическим веществом и благоприятную для обитания микроорганизмов многих физиологических групп. При этом наиболее многочисленная и разнообразная микрофлора населяет тонкий слой на самой поверхности свежесевшего детрита, представляющего собой органический ил и остатки гидробионтов (водных организмов) и являющегося необходимым материалом для развития донных бактерий. Микроорганизмы донных отложений, в отличие от микроорганизмов водной толщи, являются автохтонными, т. е. типичными и постоянными обитателями, более адаптированными к условиям водотока или водоема.

Взаимодействие углеводов и микроорганизмов в донных отложениях может проявляться в форме негативного действия высоких концентраций углеводов на микрофлору или поглощения и преобразования углеводов клетками микробов, использующих углеводороды в качестве единственного источника углерода и энергии. Так, при резком увеличении толщины слоя углеводов на поверхности донных отложений в случае аварийных разливов ухудшается кислородный режим гидробионтов. Это отражается на условиях преобразования веществ, осуществляемого углеводородоксилирующими микроорганизмами (бактериями, дрожжами или

мицелиальными грибами) и проходящего через стадии образования пероксидов, а при разрыве цепей углеродных атомов — смеси предельных кислот и оксикислот. Согласно работе [2], одной из причин сохранения повышенного уровня загрязнения углеводородами донных отложений, в частности, центрального района Азовского моря, является менее интенсивное окисление углеводородов в условиях низкого содержания кислорода в придонном слое водной толщи в летнее время года.

Установлено, что в процессе преобразования углеводородов непосредственное участие принимают продуценты микроорганизмов — ферменты, в частности каталаза, ускоряющая окисление углеводородов путем разрушения пероксида водорода до необходимого в процессе преобразования кислорода, а также дегидрогеназа, катализирующая отщепление водорода от молекул продуктов окисления углеводородов. Участие пероксида водорода в биохимической реакции связано с его образованием в процессе дыхания микроорганизмов и в результате окисления углеводородов. Доказательством микробиологического преобразования углеводородов донных отложений служит повышение ферментативной активности отложений и численности углеводородоксилирующих микроорганизмов. Последняя закономерность была отмечена в работах [1–3] при мониторинге загрязнения донных отложений Азовского моря углеводородами нефти.

Негативное влияние углеводов на ихтиофауну

Накопление углеводов в донных отложениях представляет немалую опасность для рыб-бентофагов, т. е. рыб, питающихся организмами, живущими на дне водоема, или рыб, опускающихся на дно в поисках пищи. Так, по наблюдениям, проведенным в юго-восточной части Азовского моря [6], был установлен факт накопления углеводов нефти (парафиновых, нафтеновых, ароматических) в мышцах, печени и икре осетровых рыб. Между тем, при концентрации углеводов в воде в пределах 0,08–0,1 мг/л мясо рыбы приобретает неприятный привкус, а выше 0,1 мг/л — портятся вкусовые качества самой воды [7]. Углеводороды, аккумулированные в рыбе, передаются человеку как потребителю рыбной продукции, накапливаются в его организме, вызывая различные патологические процессы. Так, согласно работе [8], высокие концентрации углеводов нефти в рыбной продукции могут являться фактором

риска возникновения у человека злокачественных новообразований.

Критерии гигиенического нормирования углеводов в донных отложениях водных объектов

В работе [9] изучена информативность и установлена возможность использования так называемого коэффициента донной аккумуляции в качестве индикатора состояния водных объектов и оценки их хронического загрязнения по данным о накоплении, в частности, углеводов нефти. Коэффициент донной аккумуляции представляет собой отношение содержания химических веществ в донных отложениях к их содержанию в водной толще. Авторами [9] сделан вывод о том, что информативность коэффициента донной аккумуляции может существенно возрасти при наличии гидробиологических и токсикологических сведений, характеризующих состояние исследуемых водных объектов. Для оценки загрязнения донных отложений малых рек Верхневолжского бассейна углеводородами нефти в работе [10] использовалась численность углеводородокисляющих бактерий. Этот показатель в так называемых чистых и загрязненных водотоках соответственно составлял 100 и 10000 клеток/мл. Увеличение численности углеводородокисляющих бактерий, по мнению авторов [10], связано с интенсивным микробиологическим преобразованием углеводов.

Исходя из ПДК химических веществ для донных отложений как средства гигиенического контроля негативного действия углеводов на человека, коэффициент донной аккумуляции и численность углеводородокисляющих микроорганизмов, соответственно, как геохимический и биогеохимический критерии нормирования, явно недостаточны для осуществления такого контроля. На наш взгляд, полноценное гигиеническое нормирование углеводов в загрязненных донных отложениях должно производиться по следующим четырем показателям вредности:

- общесанитарному показателю вредности, характеризующему изменение численности микроорганизмов и их ферментативной активности в донных отложениях под действием углеводов; необходимость учета этого показателя вызвана тем, что по повышению численности микроорганизмов и их ферментативной активности можно судить о микробиологическом преобразовании углеводов;

- водно-миграционному показателю вредности, характеризующему миграцию углеводо-

родов из донных отложений в водную толщу, например, в результате взмучивания за счет ветрового воздействия, резкого увеличения скорости потока или драгирования при дноуглубительных работах; в данном случае донные отложения являются источником вторичного загрязнения водной толщи;

- ихтио-транслокационному показателю вредности, характеризующему миграцию углеводов из водной толщи в организм рыб и накопление в их органах и тканях;

- органолептическому показателю вредности, характеризующему изменение запаха, вкуса и пищевой ценности рыбной продукции под действием углеводов.

Как принято при гигиеническом нормировании, в результате экспериментального обоснования пороговых концентраций углеводов по четырем показателям вредности (общесанитарному, водно-миграционному, ихтио-транслокационному и органолептическому), из них в качестве лимитирующего показателя вредности необходимо выбрать тот, который имеет наименьшую пороговую величину. Эта величина будет представлять собой ПДК углеводов в донных отложениях водных объектов.

Необходимость решения проблемы гигиенического нормирования углеводов в донных отложениях давно назрела. Это диктуется особенностями загрязнения донных отложений углеводородами, представлением донных отложений в качестве источника вторичного загрязнения водной толщи, а также накоплением углеводов в ихтиофауне и, следовательно, возрастанием риска их передачи человеку по пищевой цепи. Рассмотренную проблему можно решить путем использования геохимических и биогеохимических критериев нормирования, т. е. посредством учета четырех показателей вредности углеводов (общесанитарного, водно-миграционного, ихтио-транслокационного, органолептического), лежащих в основе разработки ПДК углеводов в донных отложениях. Это позволит объективно судить о риске загрязненных донных отложений для водных объектов и предпринимать при необходимости профилактические меры. К числу последних относится осуществление систематического гигиенического контроля содержания углеводов в водных объектах с оповещением местного населения о неблагоприятной гидроэкологической ситуации, особенно в условиях использования водных объектов для хозяйственно-питьевых, рекреационных целей или рыбной ловли.

Литература

1. Кленкин А. А., Павленко Л. Ф., Корпакова И. Г. и др. Современная характеристика донных отложений Азовского моря по степени загрязненности комплексом наиболее опасных токсикантов // Водные ресурсы. — 2008. — Т. 35. — № 1. — С. 88–92.
2. Кленкин А. А., Павленко Л. Ф., Скрыпник Г. В. и др. Характеристика нефтяного загрязнения Азовского моря и закономерности его динамики // Там же. — 2007. — Т. 34. — № 6. — С. 731–736.
3. Кленкин А. А., Павленко Л. Ф., Скрыпник Г. В. и др. Современная оценка нефтяного загрязнения юго-восточного района Азовского моря // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2007. — № 9. — С. 30–39.
4. Макаренкова И. Ю. Сравнительный анализ экологического состояния водоемов, расположенных на территории нефтегазовых месторождений (2006 г.) // Там же. — № 1. — С. 16–19.
5. Гендель Г. Л., Клейменова И. Е., Донецкова А. А. и др. Особенности проведения работ по очистке земель, нарушенных и загрязненных в результате аварии на конденсатопроводе // Там же. — 2006. — № 6. — С. 66–69.
6. Кленкин А. А., Корпакова И. Г. Загрязнение приоритетными токсикантами промысловых рыб юго-восточной части Азовского моря // Там же. — 2007. — № 9. — С. 39–46.
7. Сверлова Л. И., Воронина Н. В. Загрязнение природной среды и экологическая патология человека. — Хабаровск: ООП ККГС, 2001. — 216 с.
8. Гасангаджиева А. Г., Абдурахманов Г. М., Габиева П. И. и др. Загрязнение побережья Каспийского моря нефтяными углеводородами и тяжелыми металлами и заболеваемость населения Северного Дагестана злокачественными новообразованиями // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2006. — № 11. — С. 77–79.
9. Никаноров А. М., Страдомская А. Г. Хроническое загрязнение пресноводных объектов по данным о накоплении пестицидов, нефтепродуктов и других токсичных веществ в донных отложениях // Водные ресурсы. — 2007. — Т. 34. — № 3. — С. 337–344.
10. Виноградов Г. А., Березина Н. А., Лаптева Н. А. Оценка качества донных отложений водоемов по показателям бактерио- и зообентоса // Водное хозяйство России. — 2004. — Т. 6. — № 2. — С. 105–119.

References

1. Klenkin A. A., Pavlenko L. F., Korpakova I. G. et al. Sovremennaya kharakteristika donnykh otlozheniy Azovskogo morya po stepeni zagryaznennosti kompleksom naiboleye opasnykh toksikantov // Vodnyye resursy. — 2008. — V. 35. — № 1. — P. 88–92.
2. Klenkin A. A., Pavlenko L. F., Skrypnik G. V. et al. Kharakteristika nefryanogo zagryazneniya Azovskogo morya i zakonomernosti yego dinamiki // Ibid. — 2007. — V. 34. — № 6. — P. 731–736.
3. Klenkin A. A., Pavlenko L. F., Skrypnik G. V. et al. Sovremennaya otsenka nefryanogo zagryazneniya yugo-vostochnogo rayona Azovskogo morya // Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse. — 2007. — № 9. — P. 30–39.
4. Makarenkova I. Yu. Sravnitelnyy analiz ekologicheskogo sostoyaniya vodoyemov, raspolozhennykh na territorii neftegazovykh mestorozhdeniy (2006) // Ibid. — № 1. — P. 16–19.
5. Gendel G. L., Kleymenova I. Ye., Donetskova A. A. et al. Osobennosti provedeniya rabot po ochistke zemel, narushennykh i zagryaznennykh v rezultate avarii na kondensatoprovode // Ibid. — 2006. — № 6. — P. 66–69.
6. Klenkin A. A., Korpakova I. G. Zagryazneniye prioritetnymi toksikantami promyslovykh ryb yugo-vostochnoy chasti Azovskogo morya // Ibid. — 2007. — № 9. — P. 39–46.
7. Sverlova L. I., Voronina N. V. Zagryazneniye prirodnoy sredy i ekologicheskaya patologiya cheloveka. — Khabarovsk: OOP KKGS, 2001. — 216 p.
8. Gasangadzhiev A. G., Abdurakhmanov G. M., Gabibova P. I. et al. Zagryazneniye poberezhya Kaspiyskogo morya nefryanymi uglevodorodami i tyazhelymi metallami i zabolovayemost naseleniya Severnogo Dagestana zlokachestvennymi novoobrazovaniyami // Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse. — 2006. — № 11. — P. 77–79.
9. Nikanorov A. M., Stradomskaya A. G. Khronicheskoye zagryazneniye presnovodnykh obyektov po dannym o nakoplenii pestitsidov, nefteproduktov i drugikh toksichnykh veshchestv v donnykh otlozheniyakh // Vodnyye resursy. — 2007. — V. 34. — № 3. — P. 337–344.
10. Vinogradov G. A., Berezina N. A., Lapteva N. A. Otsenka kachestva donnykh otlozheniy vodoyemov po pokazatelyam bakterio- i zoobentosa // Vodnoye khozyaystvo Rossii. — 2004. — V. 6. — № 2. — P. 105–119.

V. N. Bashkin, R. V. Galiulin, and R. A. Galiulina

«Gazprom VNIIGAZ» LLC,

Institute of Basic Biological Problems of Russian Academy of Sciences

Hygienic Rationing of Hydrocarbons in Bottom Sediments of Water Objects

The analysis and generalization of information on a problem of hygienic rationing of oil and gas condensate hydrocarbons in polluted bottom sediments of water objects are carried out. The conclusion about possibility of using geochemical and biogeochemical criteria of rationing as the basis of working out maximum permissible concentration of hydrocarbons in bottom sediments is drawn out.

Key words: water objects, bottom sediments, hydrocarbons, oil, gas condensate, rationing criteria, maximum permissible concentration.

Вадим Иванович Черникин (к 100-летию со дня рождения)

23 марта 2012 г. исполняется 100 лет со дня рождения одного из корифеев отечественной науки, ученого с мировым именем, выдающегося специалиста, педагога и организатора исследований в области транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и природного газа, основателя крупнейшей научной школы, доктора технических наук, профессора Вадима Ивановича Черникина (1912–1965).

Окончив в 1927 г. школу-семилетку и затем двухгодичные специальные химические курсы, Вадим Иванович в течение первых пяти лет своей трудовой деятельности работал химиком-аналитиком на ряде московских предприятий. В 1934 г. он становится студентом-очником кафедры транспорта и хранения нефти промышленного факультета Московского нефтяного института (МНИ). Его судьба на протяжении более 30 лет была неразрывно связана с крупнейшим нефтяным вузом страны.

Во время учебы в МНИ Вадим Иванович проявлял необычайное усердие и работоспособность. Сверх обычной учебной программы он дополнительно детально изучал целый ряд специальных глав высшей математики, гидравлики и теплотехники. На старших курсах накопленные знания, уникальные способности к самостоятельной исследовательской работе и несомненный талант В. И. Черникина проявляются в великолепно выполненных им курсовых и дипломном проектах.

В 1939 г. Вадим Иванович с отличием окончил МНИ и был приглашен работать ассистентом кафедры транспорта и хранения нефти. Началась его интенсивная педагогическая деятельность, которую он непрерывно вел до своего последнего дня. Наряду с учебной нагрузкой, он принимал непосредственное участие в выполнении многих научно-исследовательских работ кафедры, из которых одними из наиболее важных в то время были задачи, относящиеся к хранению нефтепродуктов и нефтегрузовым операциям. Но наибольшее внимание В. И. Черникин уделял вопросам перекачки по трубопроводам высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов, которые он начал исследовать еще будучи студентом-старшекурсником. Вадим Иванович в те далекие годы уже понимал огромное народнохозяйственное значение этой

проблемы, поэтому она стала одной из основных научных целей его жизни. В 1940 г. выходит его первая большая статья «О перекачке вязких мазутов при низких температурах», в которой были сформулированы важнейшие задачи, стоящие перед исследователями и разработчиками неизотермических трубопроводов, описаны результаты проведенных им в довоенный период экспериментальных работ и приведена систематизация методов теплового и гидравлического расчета таких трубопроводов.

В 1941–1943 гг., в наиболее тяжелый период Великой Отечественной войны, когда МНИ находился в эвакуации в Уфе, Вадим Иванович был назначен старшим преподавателем и заведующим кафедрой транспорта и хранения нефти. В сложной эвакуационной обстановке, при нехватке преподавателей, проявляя исключительные организаторские и педагогические способности, читая одновременно до семи курсов, В. И. Черникин сумел обеспечить успешную подготовку специалистов по снабжению горючим фронта и тыла.

После возвращения МНИ в Москву Вадим Иванович энергично занимался восстановлением на кафедре учебного процесса и научно-исследовательской работы. Он назначается научным руководителем лаборатории хранения нефти и с начала 1944 г. одновременно работает заместителем декана нефтепромышленного факультета. В июле 1944 г. В. И. Черникин защищает кандидатскую диссертацию «Тепловой и гидравлический расчет подземных нефтепроводов для вязких нефтепродуктов». В ней, наряду с весьма обстоятельным анализом имеющихся расчетных методов, он дает целый ряд собственных оригинальных решений по таким важным вопросам, как снижение температуры и напора в одиночных нефтепроводах, температурные режимы сложных трубопроводных систем, выталкивание застывших нефтепродуктов, тепловая интерференция нескольких параллельных подземных трубопроводов. Вскоре после защиты Вадим Иванович на Ученом совете МНИ единогласно избирается доцентом.

Первое послевоенное пятилетие В. И. Черникин начинает с выполнения совместно с академиком С. А. Христиановичем и профессором Ф. А. Требиным работы «Изотермическое тече-

ние газа в шероховатых трубах», которая была опубликована в Докладах и Известиях Академии наук СССР. Эта основополагающая работа стала одной из самых первых в области гидравлического расчета магистральных газопроводов. В этот период В. И. Черникин впервые в нашей стране проводит комплекс исследований по оптимизации глубины заложения в грунт магистральных нефте- и газопроводов, а также разрабатывает и начинает широко внедрять в практику методы определения оптимальных параметров трубопроводов. Помимо многих статей по проблемам обычных и «горячих» трубопроводов, а также нефтебаз, в эти годы выходят первые книги Вадима Ивановича. В 1947 г. он издает (совместно с Г. М. Григоряном) обстоятельную монографию «Подогрев нефтяных продуктов», в которой дает чрезвычайно подробное и полное изложение методов теплового и гидравлического расчетов «горячих» нефтепроводов для различных случаев их эксплуатации. Эта работа обобщила десятилетний этап исследований Вадима Ивановича в данной области.

Важнейшим печатным трудом В. И. Черникина в тот период стал его знаменитый учебник «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтебаз», вышедший в 1949 г. и служащий до сих пор образцом методического изложения и глубины рассмотрения материала. В этом фундаментальном труде впервые были детально систематизированы и в доступной форме подробно изложены различные вопросы, отражающие специфику нефтебазового хозяйства. Спустя шесть лет из печати вышло второе издание этого учебника.

С 1945 по 1948 г. В. И. Черникин работал по совместительству в Военной Академии тыла и снабжения Вооруженных Сил СССР, где читал лекции по курсу «Строительство и эксплуатация складов горючего». В 1949 г. он начал свою преподавательскую деятельность (также по совместительству) в Академии нефтяной промышленности, куда направлялись на двухгодичное обучение руководящие работники отрасли для повышения профессионального уровня.

Научные исследования Вадима Ивановича во второй половине 1940-х гг. во многом были посвящены подготовке докторской диссертации и являлись естественным продолжением его предыдущей работы в области перекачки подогретых высоковязких нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. При проведении этих исследований в 1949 г. он открывает удивительную закономерность неизотермическо-

го течения вязких жидкостей, согласно которой напорно-расходная характеристика трубопровода может не быть монотонной зависимостью, а иметь внутренние экстремумы. Это важнейшее научное открытие позволило впервые объяснить аномальные явления при эксплуатации некоторых отечественных «горячих» трубопроводов и позднее было полностью подтверждено данными американских специалистов.

Являясь основоположником и носителем нового направления в области трубопроводного транспорта, В. И. Черникин в докторской диссертации «Транспорт тяжелых нефтей по трубопроводам», которую он блестяще защитил в 1952 г., комплексно решил крупную научную проблему. В диссертации Вадим Иванович существенно углубил и в значительной степени развил работы академиков В. Г. Шухова и Л. С. Лейбензона. Проблема транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам была исследована им комплексно, в самых различных аспектах. Он впервые предложил оригинальные методы расчета оптимальных параметров нефтепроводов и глубины их заложения, разработал подробную методику расчета теплогидравлических режимов неизотермических магистралей и тщательно проанализировал выявленные им характеристики таких линий. В. И. Черникин решил задачи увеличения производительности «горячих» трубопроводов и вытеснения из них застывшей нефти, обосновал выбор оптимальной температуры подогрева нефтей перед перекачкой, дал рекомендации по правильному управлению работой «горячих» нефтепроводов в различных эксплуатационных ситуациях, рассмотрел режим неустановившейся работы подземных «горячих» трубопроводов, тепловой режим резервуаров с подогревом и многие другие вопросы. На основе разработанной Вадимом Ивановичем методики были спроектированы и затем введены в эксплуатацию многие «горячие» магистральные трубопроводы.

Материалы докторской диссертации В. И. Черникина стали основой его книги «Перекачка вязких и застывающих нефтей», вышедшей в 1958 г. и являющейся первой монографией по трубопроводному транспорту высоковязких и парафинистых нефтей. Эта книга на долгие годы стала одним из основных литературных источников по трубопроводному транспорту подогретых и обычных нефтей и нефтепродуктов и наряду с двумя изданиями учебника по нефтебазам сыграла весьма значительную роль в подготовке специалистов.

Другим важным направлением научного творчества Вадима Ивановича стали его работы, посвященные проблеме потерь нефтей и светлых нефтепродуктов от испарения из резервуарных парков и исследованию способов борьбы с этими потерями.

В 1953 г. В. И. Черникину решением Высшей Аттестационной Комиссии СССР было присуждено ученое звание профессора. Тогда же он становится заведующим кафедрой в Академии нефтяной промышленности и назначается ученым секретарем Совета Московского нефтяного института. Работу на этой должности он беспрерывно вел до конца своей жизни.

С 1 июля 1957 г. Вадим Иванович вновь, как и в военные годы, стал заведующим кафедрой транспорта и хранения нефти. Со вступлением на эту ответственную должность он начинает со свойственной ему энергией и огромной работоспособностью изменять и интенсифицировать все стороны как собственной деятельности, так и возглавляемого им коллектива. Под его руководством полностью пересматриваются, перерабатываются и окончательно формируются учебные планы и программы всех профилирующих дисциплин кафедры. Быстро увеличивается число аспирантов и соискателей, выполняющих индивидуальные исследования по различным вопросам динамично развивающейся нефтяной и газовой отрасли. Параллельно с этим увеличивается количество проводимых на кафедре научно-исследовательских работ по актуальным проблемам транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа. Расширяется и углубляется сотрудничество кафедры со многими исследовательскими, проектно-конструкторскими и производственными организациями. В. И. Черникин поддерживает деловые контакты с руководителями нефтегазовой отрасли и крупными учеными.

На протяжении всей своей педагогической деятельности В. И. Черникин читал лекции по основным дисциплинам кафедры, руководил курсовым и дипломным проектированием, многократно выезжал со студентами на практики. В совершенстве владея лекторским искусством и являясь одним из лучших лекторов института, Вадим Иванович умел вызвать и поддержать интерес студентов к рассматриваемой теме, достигая этого сочетанием простоты изложения и присутствием только ему особым азартом. Его лекции навсегда сохранились в памяти слушателей.

В. И. Черникин участвовал в обучении более 1000 студентов. Многие его воспитанники стали

начальниками и главными инженерами управлений, нефтебаз, насосных и компрессорных станций, руководящими работниками различных организаций, министерств и ведомств, работали и продолжают работать в исследовательских, проектных и конструкторских учреждениях.

Ученики Вадима Ивановича разных поколений участвовали в проектировании и эксплуатации практически всех объектов транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа — крупнейших нефтебаз и магистральных трубопроводов. Десятки учеников В. И. Черникина стали известными научными работниками и преподавателями, заведующими кафедрами, деканами факультетов и директорами институтов. В их числе И. Х. Хизгилов, В. Г. Котен, В. Е. Губин, В. Ф. Новоселов, К. Д. Фролов, Л. С. Абрамзон, Ф. Ф. Абузова, А. Ш. Асатурян, Б. Л. Кривошеин, В. В. Притула, Е. А. Духовской, В. Б. Белоусов, З. Т. Галиуллин, В. В. Грачев, Н. Х. Халлыев, З. Ф. Каримов, Ч. С. Гусейнов, К. Г. Донец, И. И. Капцов, В. К. Касперович, Р. М. Мусаев, Э. М. Ясин, В. Н. Дегтярев, Г. Г. Корнилов, Р. Я. Берман, Т. М. Борисенко, Ю. С. Васюта, Н. М. Дубинский, И. С. Стрюк, В. М. Далецкий и др. У Вадима Ивановича в разное время учились многие будущие преподаватели кафедры и института (С. Г. Едигаров, В. Т. Полозков, А. К. Трошин, В. Л. Березин, Э. М. Блейхер, В. А. Юфин, В. Ф. Котов, А. А. Козобков, Л. А. Гирко, А. Г. Немудров, Р. А. Алиев, В. Г. Иванников, В. А. Куликов, С. Н. Челинцев и др.).

Шестидесятые годы прошлого столетия стали временем наивысшего подъема и расцвета как творческой деятельности В. И. Черникина, так и возглавляемой им кафедры. Отвечая требованиям бурно развивающегося нефтегазового комплекса страны, а часто и опережая их, Вадим Иванович вместе со своими учениками и коллегами исследует и решает многие проблемы в области транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа.

Круг его научных интересов неуклонно расширяется: тепловые и гидравлические режимы неизотермических трубопроводов для высоковязких нефтей и нефтепродуктов; перекачка вязкопластичных и высокозастывающих нефтей; оптимальная температура подогрева вязких жидкостей перед перекачкой; выталкивание застывших нефтей из трубопроводов; гидротранспорт высоковязких нефтей; оптимизация параметров трубопроводов для нефти и газа; неустановившиеся течения жидкостей и газов в трубах; регулирование работы насосных и

компрессорных станций магистральных нефте- и газопроводов; гидравлический расчет газожидкостных потоков; перекачка сжиженных газов; температурные режимы газопроводов, газгольдеров и резервуаров; количественный учет нефтей, нефтепродуктов и сжиженных газов в емкостях; теплоотдача устройств для нагрева вязких жидкостей; потери нефтей и нефтепродуктов от испарения из резервуаров; оптимизация налива нефтепродуктов на нефтебазах; последовательная перекачка нефтей, нефтепродуктов и сжиженных газов с разделителями; влияние перекачиваемой жидкости на работу газопроводов; работа продуктопроводов при разрыве сплошности потока; удаление воды и воздуха из нефтепродуктопроводов; определение мест аварий на трубопроводах; надежность работы газораспределительных станций; устойчивость резервуаров и подземных трубопроводов; гидратообразование при транспортировке сжиженных газов. Все эти вопросы Вадим Иванович решал вместе со своими учениками, зачастую получая первые основополагающие оригинальные решения той или иной задачи.

Выполненные под руководством В. И. Черникина теоретические и экспериментальные исследования нашли свое отражение в практической деятельности предприятий отрасли и во множестве научных публикаций. Он является автором около 250 опубликованных трудов. Широко известными стали монографии Вадима Ивановича «Виброподогрев вязких нефтепродуктов» (соавтор Н. В. Калашников), «Новые методы проектирования газонефтепроводов» (соавтор З. Т. Галиуллин), «Потери нефтепродуктов и нефтей от испарения из подземных резервуаров» (соавтор Ф. Ф. Абузова), «Применение механических разделителей при транспорте нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов» (соавтор З. Ф. Каримов), «Устойчивость подземных трубопроводов» (соавтор Э. М. Ясин). Работы В. И. Черникина получили большую известность не только в нашей стране, но и за рубежом.

Количество диссертаций, выполняемых аспирантами и соискателями Вадима Ивановича, неуклонно возрастало из года в год. Из многих организаций со всей страны к нему обращались инженеры с просьбами направить и возглавить их исследования. Под личным руководством В. И. Черникина было подготовлено более 40 диссертационных работ. Глубина и тщательность проработки многих рассматриваемых задач сделали научную школу В. И. Черникина одной из ведущих в отечественной нефтегазовой науке.

О высочайшей степени подготовки диссертантов Вадима Ивановича свидетельствует тот факт, что из его многочисленных учеников, защитивших кандидатские диссертации, каждый третий стал доктором наук. Возглавляемая В. И. Черникиным кафедра транспорта и хранения нефти и газа являлась признанным научным центром мирового уровня.

К проведению самостоятельных исследований Вадим Иванович всегда с особым удовольствием привлекал наиболее способных студентов кафедры, постоянно старался найти их. В разные годы выполненные под его руководством студенческие работы многократно занимали призовые места на институтских научных конференциях. Более 40 человек, учившихся у него, стали профессорами, действительными членами и членами-корреспондентами различных академий. К настоящему времени в рамках основанной им крупнейшей научной школы подготовлено и защищено более 500 кандидатских и докторских диссертаций. В РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина установлена студенческая стипендия, носящая имя профессора В. И. Черникина.

Будучи крупнейшим ученым и специалистом в области транспорта и хранения нефти и газа, а также обладая энциклопедическими знаниями и несомненным талантом научно-технического предвидения, В. И. Черников с полной отдачей выполнял работу и на множестве общественных постов. Член Президиума Научно-технического совета Комитета СССР по координации научно-исследовательских работ; член Президиума Научно-технического совета Комитета по топливной промышленности СССР; член Бюро Техничко-экономического совета Госкомитета Совета Министров СССР по автоматизации и машиностроению; председатель Координационного совета по строительству и эксплуатации резервуаров Госкомитета нефтедобывающей промышленности СССР; член Пленума Научно-технического совета Госкомитета химической и нефтяной промышленности при Госплане СССР; председатель и член многочисленных комиссий и секций, Ученых и Технических советов различных институтов, министерств и ведомств; член экспертной комиссии ВАК СССР; главный редактор журналов «Трубопроводный транспорт» (АН СССР) и «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов»; член редколлегий журналов «Нефтяное хозяйство» и «Новости нефтяной и газовой техники» — таков далеко не полный перечень общественных должностей Вадима Ивановича.

В 1965 г., находясь в самом расцвете творческих сил, В. И. Черникин строил большие планы на будущее. К концу года под его руководством работали более 40 аспирантов, докторантов и соискателей. В соавторстве с коллегами по кафедре он почти полностью подготовил к изданию большой учебник по трубопроводному транспорту нефти и газа, который, однако, вышел в свет лишь спустя много лет. Готовил к переизданию учебник по нефтебазам и монографию по «горячей» перекачке, а также готовил рукописи ряда новых книг. И, конечно, намечал решения многих новых интереснейших актуальных задач. Всем этим планам не суждено было сбыться...

Своей яркой, энергичной, плодотворнейшей деятельностью Вадим Иванович Черникин

внес огромный вклад в становление и развитие отечественной нефтегазовой промышленности и в большой степени способствовал укреплению авторитета советской науки и педагогики.

В. В. Притула — д.т.н., проф., Президент Жилищно-коммунальной академии РФ, Академик РАЕН,

З. Т. Галиуллин — д.т.н., проф., почетный член РАЕН, действительный член Академии горных наук, Академик ИЕА,

С. Н. Челинцев — д.т.н., проф. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина,

А. В. Черникин — к.т.н., доц., Академик ИАРЕ.

Вниманию авторов!

Требования к оформлению и представлению материалов для публикации

1. К статье должны быть приложены реферат (не более 10 строк) и список ключевых слов на русском и английском языках.

2. Объем статьи не должен превышать 15 страниц, включая таблицы, список литературы и подрисуночные подписи.

3. Материалы для публикации должны быть представлены в двух видах: текст, набранный в программе Microsoft Word на листах формата А4, распечатанный на принтере; дискета или компакт-диск с тем же текстом (файлы формата DOC или RTF), можно также прислать статью по электронной почте. Рисунки представляются в формате EPS или TIFF (300 dpi, CMYK или grayscale), за исключением рисунков, сделанных в программах Microsoft Office (Excel, Visio, PowerPoint и т. д.), которые представляются в оригинале.

4. Текст статьи должен быть распечатан в двух экземплярах через два интервала на белой бумаге формата А4. Слева необходимо оставлять поля шириной 4–5 см. Страницы должны быть пронумерованы.

5. Графическая информация представляется в черно-белом виде (за исключением фотографий). Дублирование данных в тексте, таблицах и графиках недопустимо.

6. Графический материал должен быть выполнен четко, в формате, обеспечивающем ясность всех деталей. Обозначение осей координат, цифры и буквы должны быть ясными и четкими. Необходимо обеспечить полное соответствие текста, подписей к рисункам и надписей на них.

7. Простые формулы следует набирать как обычный текст, более сложные — с использованием редактора формул программы MS Word. Нумеровать нужно формулы, на которые имеются ссылки в тексте. В то же время нежелательно набирать формулы или величины, располагающиеся среди текста, с помощью редактора формул.

8. При выборе единиц измерения необходимо придерживаться Международной системы единиц СИ.

9. Список литературы приводится в конце рукописи на отдельном листе, в тексте указываются только номера ссылок в квадратных скобках, например [2]. Оформление библиографии должно соответствовать ГОСТ 7.1–76.

10. В начале статьи нужно указать полное название учреждения, в котором выполнена работа. Статья должна быть подписана всеми авторами.

11. К статье должны быть приложены следующие сведения: фамилия, имя и отчество (полностью), место работы, а также полный почтовый адрес (с индексом), адрес e-mail и номера телефонов каждого автора, нужно указать также адрес для переписки и контактный телефон.

Оптимизация разгрузки сырой нефти в холодных условиях

Обслуживающему персоналу, работающему на нефтеналивных терминалах в холодных регионах, хорошо известен тот факт, что вязкость перевозимой в железнодорожных цистернах нефть может оказаться слишком высокой для разгрузки этой нефти. Для решения данной проблемы компания Neste Jacobs разработала разгрузочное устройство под названием Eсоarm. Эту систему можно использовать в исходном состоянии или дополнить технологиями верхней и нижней разгрузки или верхнего нагрева.

Обычно перевозимая по железной дороге нефть разгружается через клапаны, расположенные под цистерной. Средство, которое используется для выполнения этой задачи, представляет собой базовую разгрузочную консоль со встроенной системой обогрева. Но если нижняя разгрузка невозможна, что довольно часто имеет место в Балтийском регионе, вагон следует разгружать через люк на верхней части цистерны. Однако нагрев цистерны снаружи, например, горячим паром, в зимних условиях малоэффективен и требует много времени.

Система Eсоarm позволяет нагревать нефть через верхний люк, а сам нагрев осуществляется изнутри. Система состоит из насадки насоса, снабженной нагревательной спиралью, и двух выдвижных форсунок с обеих сторон для нагретой нефти.

Сначала насадка насоса нагревается и прижимается к загустевшей нефти. Когда нефть рядом с насадкой начинает разжижаться, она закачивается в расположенный снаружи теплообменник, из которого нагретая нефть попадает

обратно в форсунки. По мере разжижения нефти в средней части цистерны форсунки начинают перемещаться в стороны и вверх, постепенно поднимаясь до верха цистерны. Таким образом, осуществляется эффективное нагревание всей нефти, которую затем можно разгрузить.

Преимущество системы Eсоarm заключается в возможности осуществления разгрузки больших объемов нефти при низкой температуре. Оборудование работает от гидравлического насоса и управляется удаленно.

По словам Стефана Линдберга, менеджера по работе с клиентами компании Neste Jacobs, из представленных на рынке систем для разгрузки нефтепродуктов Eсоarm является самой эффективной и гибкой. Удаленное управление устройством в сочетании с управляемым сбором вредных газов создает безопасные условия труда операторов. Рабочая температура системы гораздо ниже температуры вспышки.

В соответствии с директивой ЕС, которая требует наличия специальных батарей клапанов на днище железнодорожных вагонов, перевозящих нефть, использование старых вагонов с обычными клапанами в странах ЕС запрещено. Проблема заключается в том, что обычное разгрузочное оборудование со встроенными нагревателями не подходит для использования на вагонах с нижними клапанами европейского образца. Чтобы устранить данную проблему, компания Neste Jacobs разработала облегченную версию Eсоarm, в которой консоль ЕСО для верхнего нагрева не оборудована насосом.

Вниманию специалистов!

Б. П. Туманян, Н. Н. Петрухина, И. М. Колесников

КАТАЛИТИЧЕСКИЙ РЕФОРМИНГ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И РАСЧЕТ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В книге рассмотрены теоретические основы, химизм и катализаторы процесса реформинга бензиновых фракций. Анализируется влияние технологических параметров и исходного сырья на выход и качество получаемых продуктов. Представлены технологические схемы процессов с периодической и непрерывной регенерацией катализатора, приводится их сравнительная характеристика. На примерах изложена методика расчета основного оборудования установок реформинга с периодической и непрерывной регенерацией катализатора.

Книга предназначена для студентов высших учебных заведений, изучающих курсы, связанные с переработкой нефтяного сырья, а также может представлять интерес для специалистов в области переработки нефти.

М.: Издательство «Техника», 2012. — 176 с.