

ТЕХНОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

научно-технологический журнал

№2⁽⁶⁷⁾ 2010

Главный редактор

Б. П. ТУМАНЯН

Научно-редакционный совет

Э. А. БАКИРОВ

К. С. БАСНИЕВ

А. И. ВЛАДИМИРОВ

А. И. ГРИЦЕНКО

А. Н. ДМИТРИЕВСКИЙ

О. Н. КУЛИШ

А. Л. ЛАПИДУС

Н. А. МАХУТОВ

И. И. МОИСЕЕВ

В. А. ХАВКИН

Журнал издается в Российском
государственном университете
нефти и газа им. И. М. Губкина

СОДЕРЖАНИЕ

ЭКОЛОГИЯ

И. И. Павлинова, Н. Р. Зайнуллин

ФЛОТАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ
ОБРАБОТКИ СТОЧНЫХ ВОД 3

ИССЛЕДОВАНИЯ

В. В. Зольников, Б. С. Жирнов, И. Р. Хайрудинов

ВЛИЯНИЕ СЫРЬЯ НА ОСНОВНЫЕ КАЧЕСТВЕННЫЕ
ПОКАЗАТЕЛИ МАЛОСЕРНИСТОГО КОКСА 7

Е. В. Кузнецова, Н. В. Бусыгина, И. Г. Бусыгин

ИЗУЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МАССОПЕРЕДАЧИ
КОМПЛЕКСНЫХ АБСОРБЕНТОВ И ВЫБОР
ПАРАМЕТРОВ МАССООБМЕНА 11

Ю. А. Ковальчук, Р. Ф. Хамидуллин, Н. Ю. Башкирцева,
О. Ю. Сладовская, В. П. Нефёдов

ВЛИЯНИЕ РЕАГЕНТОВ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО
ДЕЙСТВИЯ МАРКИ «СТХ-ДП» НА СВОЙСТВА
НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ 15

Л. А. Ковалева, Р. З. Миннигалимов, Р. Р. Зиннатуллин

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ РАССЛОЕНИЯ
ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ
В ЭЛЕКТРОМАГНИТНОМ ПОЛЕ 20

Е. С. Охотникова, Ю. М. Ганеева, Т. Н. Юсупова

РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ
УСТОЙЧИВЫХ ВОДО-ТОПЛИВНЫХ ЭМУЛЬСИЙ
НА ОСНОВЕ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ 22

М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. В. Пономарева,
Л. Ф. Давлетшина, М. М. Мухин

ИССЛЕДОВАНИЕ КСАНТАНОВЫХ ЗАГУСТИТЕЛЕЙ,
ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ КИСЛОТНОГО
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА 25

ИЗВЕСТИЯ РАЕН

И. В. Кулешков, В. С. Колбиков, К. С. Басниев

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ С ОЦЕНКОЙ
СТЕПЕНИ СЛОЖНОСТИ ВЫРАБОТКИ
ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ 29

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

З. С. Алиев, Б. Е. Сомов, М. А. Максимова

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ
ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ДЕБИТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
С РАВНОМЕРНЫМ ВЕЕРНЫМ РАЗМЕЩЕНИЕМ,
НЕПОЛНОСТЬЮ ВСКРЫВШИХ ФРАГМЕНТ ЗАЛЕЖИ
В ВИДЕ СЕКТОРА 39

ОБОРУДОВАНИЕ

В. В. Ермолаев

РЕДУКЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНЫЕ И ОХЛАДИТЕЛЬНЫЕ
УСТАНОВКИ ДЛЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ
И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ 46

Э. А. Микаэлян

СИСТЕМА СМАЗКИ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ 55

МЕТОДЫ АНАЛИЗА

С. А. Леонтьева, Е. И. Алаторцев, С. М. Яновский,
В. С. Устюгов, А. И. Алмаметов

ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ОКСИГЕНАТОВ В ТОВАРНЫХ БЕНЗИНАХ 59

Директор по информации
Н. П. ШАПОВА

Редактор
Ю. Н. КУЗЬМИЧЕВА

Верстка
В. В. ЗЕМСКОВ

Подготовка материалов
Т. С. ГРОМОВА

Ответственный секретарь
О. В. ЛЮБИМЕНКО

Адрес редакции:
111116, Москва,
ул. Авиамоторная, 6
Тел./факс: (495) 361-11-95
e-mail: oilgas@gubkin.ru,
tng98@list.ru

Интернет: <http://www.nitu.ru>

При перепечатке любых
материалов ссылка на журнал
«Технологии нефти и газа» обязательна

№2⁽⁶⁷⁾ 2010

Журнал зарегистрирован
в Министерстве РФ по делам печати,
телерадиовещания и средствам массовой
коммуникации

Свидетельство о регистрации
ПИ № 77-16415 от 22.09.2003 г.

ISSN 1815-2600

Подписной индекс в каталоге агентства
«Роспечать» 84100

Тираж 1000 экз.

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

Материалы авторов
не возвращаются

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

Флотационные процессы обработки сточных вод

И. И. Павлинова, Н. Р. Зайнуллин
Московская государственная академия
коммунального хозяйства и строительства

Приведены результаты исследования флотации в одиночной и многоступенчатой колонке. Показано, что процесс флотирования в 3-стадийной колонке эффективен для одновременного удаления смешанных видов загрязнителей от сточных вод, включая эмульгированную нефть, растворенный фенол и суспендированные тонкодисперсные твердые частицы (как гидрофобные, так и гидрофильные). Эффективность удаления составляет для эмульгированных нефтей и твердых частиц более 90%, для фенола — около 80%.

Ключевые слова: очистка сточных вод, флотация, эмульгированная нефть, тонкодисперсные взвешенные вещества, фенол, модель флотации.

Процесс флотации в одиночной диспергированной флотационной ячейке обычно рассматривают как кинетический процесс первого порядка в полностью смешанном перемешивающем резервуаре. Для увеличения скорости подъема агломератов на поверхность могут применяться две или более флотационных ячеек, связанных последовательно. Следовательно, если n индивидуальных идентичных флотационных ячеек будут размещены последовательно, то, если кинетическая константа K остается одинаковой во всех ячейках, скорость подъема на поверхность твердых частиц во всех ячейках R_c^n остается постоянной и определяется выражениями:

$$R_c^n = 1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{K \bar{t}_c}{n}\right)^n}, \quad (1)$$

$$\frac{\bar{t}_c}{t} = \frac{n}{K \cdot t} \left[\exp\left(\frac{K \cdot t}{n}\right) - 1 \right], \quad (2)$$

где t — время пребывания стока в каждой индивидуальной флотационной ячейке; $\bar{t}_c$ — среднее время пребывания флотокомплексов в каждой индивидуальной флотационной ячейке.

1. Флотация твердых частиц

Для описания процесса флотации твердых частиц использовался подход, аналогичный процессу в перемешивающем резервуаре типа химического реактора. Экспериментальные результаты показали, что, принимая концентрацию пузырей постоянной, средняя скорость подъема твердых частиц соответствует кинетике первого порядка.

Было установлено, что подъем на поверхность частиц размером более 200 мкм и менее 10 мкм был неудовлетворителен. Частицы промежуточного размерного диапазона показывают лучшие результаты, хотя есть различные опти-

мальные размеры для различного вида частиц. Главная причина медленного подъема частиц малых размеров — неблагоприятное прямое столкновение между большим пузырем и малой частицей.

Полная вероятность связующей способности пузыря (E_K) может быть определена как результат произведения вероятностей столкновений E_c и прикреплений E_a :

$$E_K = E_c E_a. \quad (3)$$

В том случае, когда размер частицы d_p меньше 100 мкм, имеет место соотношение:

$$E_c = \infty \left(\frac{d_p}{d_b} \right)^2, \quad (4)$$

где d_b — размер пузыря.

При $d_b \gg d_p$ соотношение $(d_p/d_b)^2$ стремится к нулю.

Это соотношение показывает, что для заданной скорости потока большие размеры пузырей приводят к снижению вероятности столкновений пузырей воздуха со взвешенными частицами. Малые размеры пузырей обеспечивают лучшее разделение частиц, так как у малых пузырей большее время пребывания и более высокая плотность в суспензии, что приводит к увеличению вероятности столкновений.

По сравнению с эффективностью столкновений эффективность прикрепления привлекала меньше внимания при исследовании флотации твердых частиц. Для простого вычисления эффективности флотирования может использоваться идеальное предположение о постоянстве скорости прикрепления между пузырями и твердыми частицами. В этом случае вероятность связующей способности E_a становится константой и включается в полную эффективность прикрепления E_K .

В данной работе предложена альтернативная кинетическая модель, в которой скорость флотации ($-dC/dt$) пропорциональна концентрации частиц (или нефтяных капель) C и обратно пропорциональна времени t :

$$-\frac{dC}{dt} = K \frac{C - C_{\infty}}{t}, \quad (5)$$

где C_{∞} — асимптота концентрации частицы (или нефтяной капельки), которая является эмпирической константой, полученной из экспериментов: коэффициент корреляции расчетных и экспериментальных данных составил 0,93.

Эта кинетическая модель была успешно применена к обработке нефтеводной суспензии в 3-стадийной флотационной колонне.

2. Адсорбция химикатов на активированном угле

Индустриальные и коммунальные сточные воды содержат растворенные химикаты, которые трудно разлагаются биологическими методами или обычными методами обработки, такими как коагуляция, седиментация, фильтрация и озонирование.

Из-за большой поверхности активизированного угля он признан как один из самых эффективных адсорбентов для удаления органических веществ из сточных вод.

Чтобы определить количество активизированного угля, требуемого для очистки заданного объема сточных вод, сначала должна быть измерена адсорбция химического загрязнителя в воде. Для исследования была предложена изотерма Френдлича*:

$$q = K_{ads} C_{eq}^{1/n}, \quad (6)$$

где q — концентрация химиката (типа фенола) в адсорбенте; C_{eq} — равновесная концентрация химиката в водной фазе; K_{ads} и n — параметры Френдлича ($n > 1$);

Изотерма Френдлича основана на двух важных предположениях. Во-первых, адсорбция происходит на адсорбирующей поверхности, не являющейся мономолекулярным слоем. Во-вторых, распределение энергии для адсорбирующего участка не является однородным. Испытания показали, что величина pH обрабатываемой среды не оказывает значительного влияния на адсорбцию фенола на активизированном углероде.

3. Процессы флотации, реализуемые в 3-стадийной колонне

При проведении данной работы была создана новая конструкция флотационной колонны в

виде многоступенчатой пузырьчатой колонны, которая имеет преимущества — более длительное время пребывания, более высокую эффективность разделения и предотвращение обратного смешивания.

Схема 3-стадийной флотационной колонны, примененная для обработки моделируемых сточных вод, показана на рис. 1. Воздух вводится в нижнюю часть колонны (4) после воздушного фильтра (1), газового регулятора (2), измерителя газового потока (3). Далее загрязненная обрабатываемая жидкость поступает в вытяжные трубы (5) через конические экраны (6) и распределитель жидкости (7). В линии подачи жидкости установлен питающий резервуар (12), насос (11), мешалка (10). На выходе из колонны установлен сборник пены (13).

Созданная колонна может быть рассмотрена как интеграция многоступенчатой флотационной колонны и пузырьчатой колонны с тру-

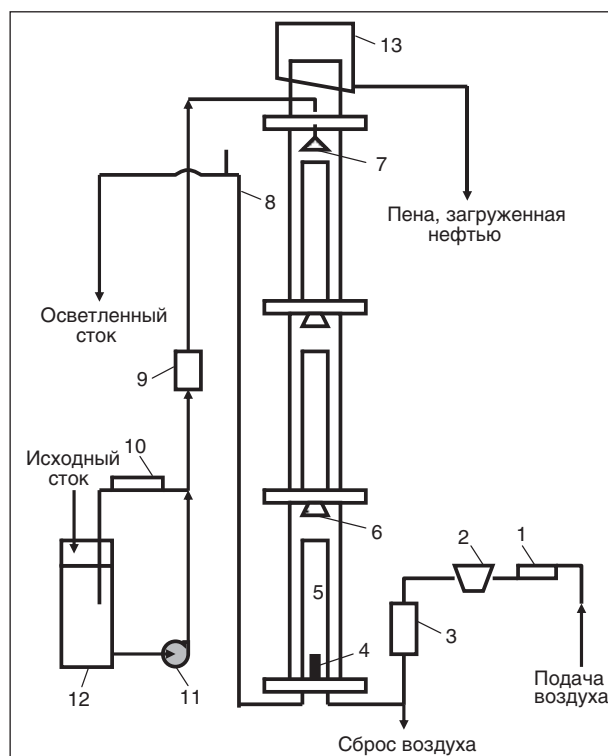


Рис. 1. Схема многостадийной петлевой флотационной колонны: 1 — воздушный фильтр; 2 — газовый регулятор; 3 — измеритель газового потока; 4 — распределитель газа; 5 — вытяжная труба; 6 — конический экран; 7 — распределитель жидкости; 8 — линия контроля уровня жидкости; 9 — измеритель жидкостного потока; 10 — мешалка; 11 — насос; 12 — питающий резервуар; 13 — сборник выводимой пены

* Cooney D.O. Adsorption design for wastewater treatment. Boca Ration: Lewis Publishers, 1998. — P. 45–50.

бами вытяжки. Это обеспечивает реализацию необходимого гидродинамического режима в колонне. Петлевой поток, вызванный различием давления между внутренними и внешними областями труб вытяжки, может удерживать наибольшее количество малых воздушных пузырей в пределах области контакта в каждой стадии. Поэтому колонна обеспечивает больше областей контакта для захвата частиц, чем обычная колонна. Кроме того, долгое время пребывания для малых пузырей обеспечивает лучший контакт между пузырями и суспендированными частицами (включая нефтяные капельки), так же как между адсорбирующими частицами (если они имеются), и растворенными химикатами в пределах области контакта. Это объединяет все преимущества многоступенчатой колонны и пузырьчатой колонны. В конечном счете происходит длительное газовое удержание, распределение размеров пузырей в более узком диапазоне и более полное смешивание между пузырями и частицами. Эти уникальные особенности приводят к увеличенной эффективности разделения смесей в процессе флотации.

Удержание газа

Удержание газа — отношение газового объема к жидкой фазе в пузырьчатом устройстве. Увеличение газового объема повышает возможность контакта и связи между частицами и газовыми пузырями. Газовые удержания увеличиваются с увеличением дозы пенообразователя и поверхностной газовой скорости.

Большинство удержаний газа находится в диапазоне от 20 до 45%. У 3-стадийной колонны значительно более высокое удержание газа (до 45%), чем у обычной колонны (не более 30%). Желательно во флотационной колонне иметь более высокое удержание газа за счет повышения давления в воздушной сети, так как это обеспечивает большую пограничную область, которая побуждает комплекс «частица—пузырь» к формированию агрегатов.

Размеры пузырей

Газовые пузыри, произведенные в созданной колонне, являются относительно малыми по размеру за счет малопористых мембран и сферическими по форме с типичным средним диаметром Саутера 1 мм. Это сравнимо со средним размером пузыря ~2–4 мм в обычных флотационных устройствах при аналогичных условиях работы. Типичное распределение размеров пузырей показано на рис. 2. В то же время

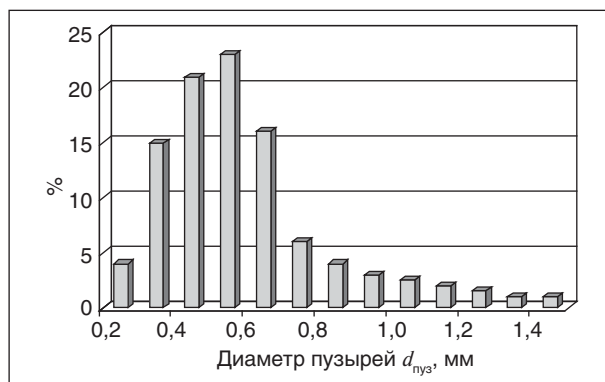


Рис. 2. Распределение размера пузырей при концентрации пены $C_{\text{п.ср}}$ 0,015 мл/л со средним диаметром твердых частиц $d_{\text{ч.ср}}$ 1,02 мм

средний размер пузыря равен приблизительно 2–4 мм в обычных устройствах флотации, когда применены аналогичные условия операции.

Малые пузыри не только дают высокое газовое пребывание, но также и обеспечивают больше возможностей столкновения между частицами и пузырями.

Характеристики колонны

Процесс в разработанной колонне продемонстрировал высокую эффективность удаления нефти за короткое время контакта при обработке нефтесодержащих сточных вод. Остаточная концентрация нефти не более 0,01 мл/л в обработанной воде может быть достигнута с эмульгированной нефтью с начальной концентрацией 0,5 мл/л. Это намного лучше, чем результаты, полученные другими методами флотирования.

Колонна демонстрирует свою превосходную эффективность для нефтеводной обработки. Больше чем 95%-ная эффективность удаления может быть достигнута в случае 0,5 мл/л начальной эмульгированной нефти. Кроме того,

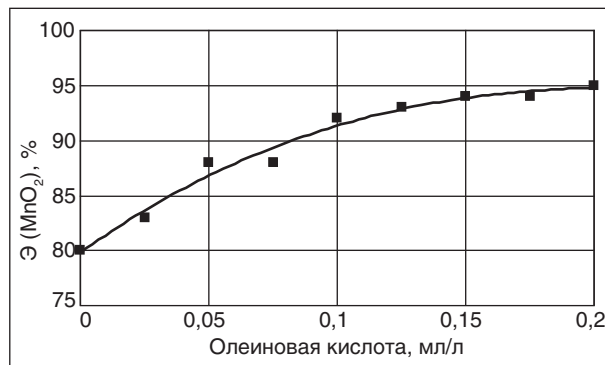


Рис. 3. Эффективность удаления оксида металла (MnO_2) от дозы коагулянта (олеиновой кислоты)

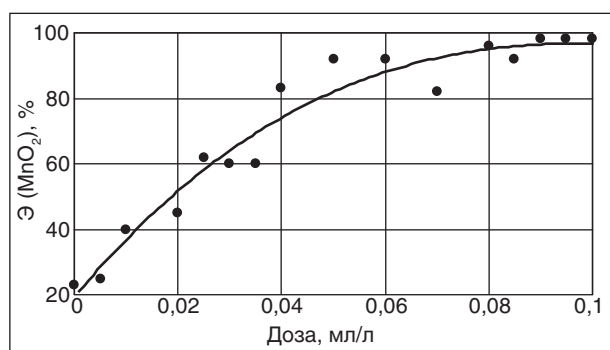


Рис. 4. Эффективность удаления оксида металла (MnO_2) в зависимости от дозы пенообразователя

была продемонстрирована ее возможность для удаления оксидов металлов от дозы коагулянта (олеиновой кислоты), как это показано на рис. 3. При использовании колонны на моделируемой воде были удалены 97% частиц оксидов металлов (рис. 4).

В промышленных сточных водах обычно присутствуют не только суспендированные твердые частицы и диспергированная нефть, но и растворенные химикаты. Таким образом, необходимо разработать новые технологии,

чтобы обрабатывать сточные воды, содержащие смешанные загрязнители.

В свете изложенного выше для обработки сточных вод содержащих эмульгированные нефтяные и тонкодисперсные твердые частицы, подходит разработанная флотационная колонна. В данной работе была исследована и принята концепция как одноступенчатого разделения, так и одновременного удаления эмульгированной нефти, растворенных химикатов (фенола) и суспендированных тонкодисперсных частиц (напыленный активизированный уголь), использованных как адсорбент для фенола из сточных вод во флотационной колонне.

Результаты исследований показали, что процесс флотирования в 3-стадийной колонне эффективен для одновременного удаления смешанных видов загрязнителей от сточных вод, включая эмульгированную нефть, растворенный фенол и суспендированные тонкодисперсные твердые частицы (как гидрофобные, так и гидрофильные). Эффективность удаления составляет для эмульгированных нефтей и твердых частиц более 90–95%, для фенола — около 80–85%.

I. I. Pavlinova, N. R. Zainullin

Flotation Processes for Wastewater Treatment

The results of flotation study in a single and multistage columns are examined. It was shown that flotation in three-stage column is effective for mixed types of pollutants simultaneous removal from wastewater. Such pollutants include emulsified oil, dissolved phenol and suspended fine solid particles (both hydrophobic and hydrophilic). Removal efficiency for emulsified oil and solid particles treatment is more than 90% and is more than 80% for phenol.

Key words: Wastewater treatment, flotation, emulsified oil, suspended fine particles, phenol, flotation model.

Вниманию специалистов!

В. Е. Емельянов

ПРОИЗВОДСТВО АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ

В книге изложены требования к качеству вырабатываемых и перспективных автомобильных бензинов.

Приведено краткое описание современных технологических процессов переработки нефти с целью получения бензиновых компонентов. Рассмотрено производство различных оксигенатов — высокооктановых кислородсодержащих соединений, применяемых в составе автобензинов.

Подробно охарактеризованы физические, химические и эксплуатационные свойства различных бензиновых компонентов, а также присадок и добавок для улучшения эксплуатационных свойств.

Рассмотрены вопросы контроля качества, транспортирования, хранения и применения автобензинов.

Монография предназначена для инженерно-технических работников предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, работников автотранспортных предприятий, а также бизнесменов, экономистов и менеджеров этих отраслей.

М.: Издательство «Техника», 2008. — 192 с.

Влияние сырья на основные качественные показатели малосернистого кокса

В. В. Зольников, Б. С. Жирнов, И. Р. Хайрудинов
Научно-технический центр «Салаватнефтеоргсинтез», г. Салават,
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета, г. Салават,
Институт нефтехимпереработки республики Башкортостан, г. Уфа

Показана возможность создания на лабораторной кубовой установке коксования технологических условий, соответствующих заводским условиям при вовлечении в сырьё рециркулятов газойлевых фракций коксования, и получения электродного кокса.

Полученные образцы коксов соответствуют требованиям электродной промышленности к качеству «сырых» нефтяных рядовых коксов, а количество исходного сырья показывает реальную возможность организации производства электродного кокса на ОАО «Салаватнефтеоргсинтез».

Ключевые слова: электродный кокс, рециркулят, качество сырья и продуктов коксования.

Вопрос об обеспечении рынка отечественной электродной продукцией, в частности электродами, изготовленными из рядового электродного малосернистого кокса и кокса игольчатой структуры в связи с отсутствием их производства в России, остается открытым. Потребность электродных заводов в этих видах коксов составляет около 240 тыс. т/г и в настоящее время покрывается за счет импорта [1].

В процессе производства высококачественных электродных коксов решающее значение имеет сырьё коксования, которое должно иметь дистиллятное происхождение, высокую плотность и ароматичность, низкое содержание серы и металлов, умеренную коксуемость [2–4].

Одним из технологических факторов увеличения выхода и повышения твердости кокса, улучшения его качества в процессе производства является рециркуляция газойлевых фракций коксования [5]. Однако увеличение коэффициента рециркуляции снижает выход жидких продуктов коксования, используемых обычно в качестве сырья для производства моторных топлив, увеличивая при этом их ароматичность. За рубежом при работе установки замедленного коксования (УЗК) на режимах получения электродных коксов потребители компенсируют производителю нефтяного кокса потерю дополнительного количества жидких продуктов коксования и затраты на повышенный рисайкл. Возможно, такие же аналогичные решения по этому вопросу могут быть найдены и в России [6].

Тема рециркуляции, хотя и изучена в широком диапазоне температур, давлений и коэффициентов рециркуляции, не полностью

однозначна в вопросе соответствия качественных показателей коксов, полученных в лабораторных условиях при однократном добавлении рециркулята и тех же показателей коксов с промышленных УЗК. На наш взгляд, так как процесс замедленного коксования непрерывен по фракционирующей части, за исключением периодов переключения камер, то качественная система рециркулят—сырьё не должна сильно изменяться во времени, т.е. на время заполнения реакционных камер сырьём качественные показатели этой системы должны становиться неизменными или стационарными.

В ходе проведенной экспериментальной работы нами изучалось влияние, оказываемое изменением физико-химических свойств сырья, на качественные показатели малосернистых коксов. В качестве сырья коксования использовалась смесь тяжелой смолы пиролиза этиленового производства и тяжелого газойля каталитического крекинга ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» в их реальном соотношении на производстве. Коксование проводили на лабораторной кубовой установке в диапазоне температур 495–500°C при давлении 0,4 МПа, которое поддерживалось в автоматическом режиме.

Для определения возможности применения целевой фракции в качестве рециркулята коксования провели фракционирование дистиллята коксования смеси остатков на фракции. Качественные показатели сырьевой смеси и фракций дистиллята коксования представлены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, содержание серы в полученных фракциях значительно повышается с

Табл. 1. Физико-химические свойства сырья и дистиллята коксования

Показатель	Сырьевая смесь	Температура кипения фракций дистиллята, °С				
		200–250	250–300	300–350	250–к.к.	350–к.к.
Плотность, г/см ³	1,031	0,950	0,973	0,978	0,994	1,010
Коксуемость, % мас.	8,47	0,06	0,11	0,23	0,37	0,48
Содержание серы, % мас.	0,56	0,18	0,22	0,38	0,49	0,75
Групповой химический состав, % мас.:						
парафинонафтоновые	22,6	38,2	29,7	28,0	26,6	23,2
легкие ароматические	2,3	4,4	9,6	11,8	9,8	5,5
средние ароматические	3,3	26,5	25,0	14,5	11,0	5,7
тяжелые ароматические	36,9	30,4	34,8	40,6	47,0	59,4
смолы	20,3	0,5	0,9	5,1	5,6	6,2
асфальтены	14,6	—	—	—	—	—

утяжелением фракционного состава дистиллята коксования, при этом основными носителями сернистых соединений в них являются тяжелые ароматические углеводороды. Отсутствие асфальтенов в дистилляте при использовании одной из его фракций в качестве рециркулята наиболее желательно для получения высококачественных коксов [7]. Фракции 200–250°С и 250–300°С ввиду их облегченного фракционного состава и малого количества не рассматривались в качестве возможных фракций рециркулятов.

Качественные показатели коксов, полученные из сырьевой смеси и при использовании фракций рециркулятов 300–350°С, 250°С–к.к. и 350°С–к.к. с коэффициентом 1,5, представлены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, более низкое содержание серы в коксах можно получить только в случае использования в качестве рециркулята фракций 300–350°С и 250°С–к.к. от дистиллята коксования. При использовании фракции 350°С–к.к. происходит увеличение содержания серы в коксе, что согласуется с выводами [8], где авторы для получения игольчатого кокса рекомендуют минимальное значение коэффициента рециркуляции, т.к. повышенное, в сравнение с сырьём, содержание серы в рециркуляте увеличивает его содержание в сырье и соответственно в получаемом коксе. В нашем случае желательно применять в качестве рециркулята фракцию 250°С–к.к. — её количества вполне достаточно для осуществления рециркуляции, полученные коксы будут иметь более низкое содержание

Табл. 2. Качественные показатели коксов

Показатель	Сырьевая смесь	С рециркулятом фракции, °С		
		300–350	250–к.к.	350–к.к.
Содержание серы, % мас.	0,62	0,51	0,57	0,65
Содержание летучих веществ, % мас.	3,2	4,2	5,1	4,8
Зольность, % мас.	0,075	0,095	0,110	0,115
Действительная плотность, г/дм ³	2,11	2,11	2,12	2,12

Табл. 3. Изменение физико-химических свойств рециркулятов

Показатель	Рециркулят после каждой из стадий коксования			
	I	II	III	IV
Плотность, г/см ³	0,994	0,980	0,972	0,970
Коксуемость, % мас.	0,37	0,35	0,33	0,32
Содержание серы, % мас.	0,49	0,43	0,38	0,37
Групповой химический состав, % мас.:				
парафинонафтоновые	26,6	28,4	29,2	29,4
легкие ароматические	9,8	8,2	7,9	7,7
средние ароматические	11	12,3	12,6	12,8
тяжелые ароматические	47,0	46,5	46,2	46,1
смолы	5,6	4,6	4,1	4,0

Табл. 4. Качественные и количественные показатели коксов

Показатель	Рядовой кокс**	Этап моделирования			
		I	II	III	IV
Выход кокса на сырьё, % мас.	—	26,5	38,7	37,5	37,2
Содержание серы, % мас.	≤0,6	0,62	0,57	0,54	0,52
Летучие вещества, % мас.	≤11	3,2	5,1	5,2	5,3
Зольность, % мас.	≤0,6	0,075	0,110	0,105	0,100
Действительная плотность*, г/см ³	min 2,13	2,11	2,12	2,13	2,13
Содержание серы*, % мас.	—	0,36	0,32	0,28	0,25

*После прокаливании кокса при 1300 °С в течение 5 ч.

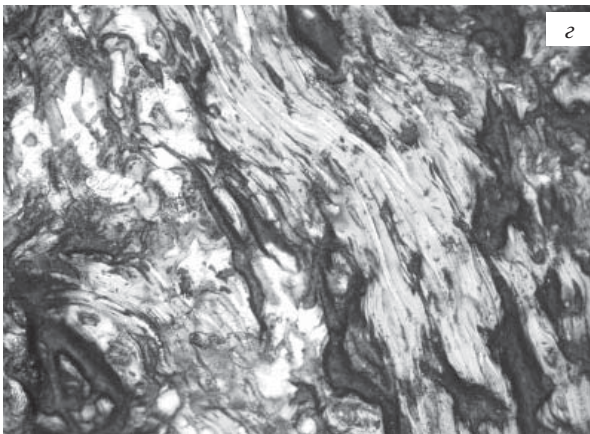
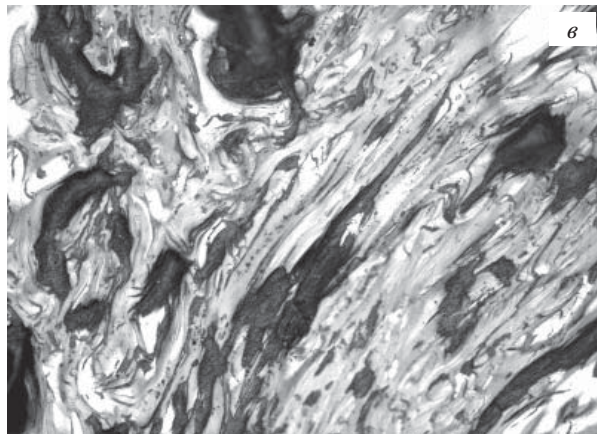
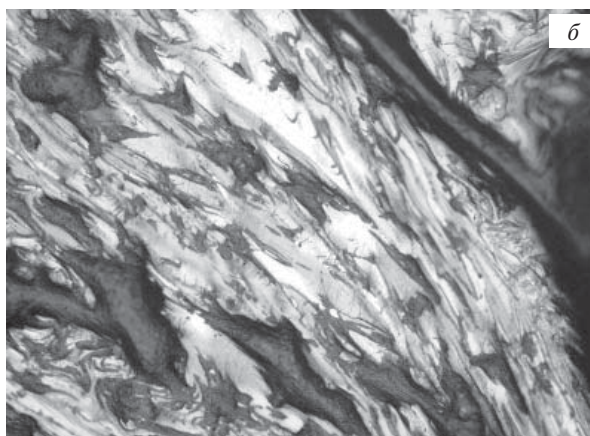
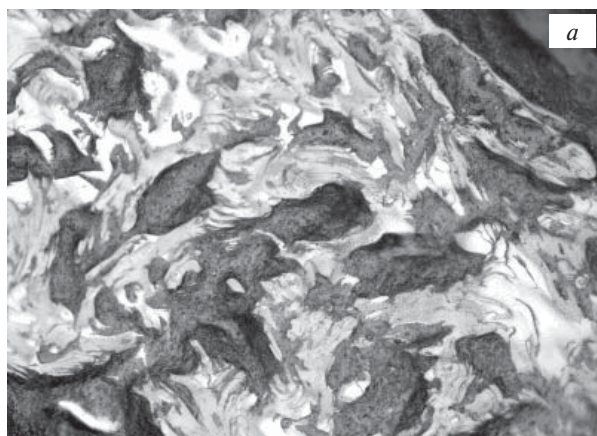
**Требования электродной промышленности к качеству «сырых» нефтяных рядовых коксов [1].

серы, чем в случае использования утяжелённой фракции рециркулята, улучшатся показатели микроструктуры кокса, так как известно [9], что легко- и особенно среднекипящие фракции тяжелой смолы пиролиза обеспечивают получение наиболее анизотропного кокса.

Для определения стационарности качественной системы «рециркулят—сырьё», т.е. получения равновесного рециркулята провели моделирование поэтапного коксования с рециркуляцией газойлевых фракций в лабораторных условиях. Общее количество этапов моделирования — IV,

на I этапе коксованию подвергалась исходная сырьевая смесь, на каждом из последующих этапов в качестве рециркулятов с коэффициентом рециркуляции 1,5 использовалась фракция 250°С—к.к., отогнанная от дистиллята коксования предыдущего этапа. Изменение физико-химических свойств рециркулятов представлено в табл. 3.

Как видно из табл. 3, уже после III этапа коксования качественные показатели фракции рециркулята изменяются незначительно, стабилизируются и приближаются к некоторым



Микроструктура кокса после I (а), II (б), III (в) и IV (г) этапов

стационарным значениям; следовательно, рециркулят можно считать равновесным.

Таким образом, можно считать, что в лабораторных условиях возможно получение коксов, качественные показатели которых будут при тех же режимных показателях процесса адекватно воспроизведены на промышленных УЗК, так как качественная система «рециркулят—сырьё» не меняется во времени, что обычно приводит к стабильности получаемых результатов.

Данные качественных и количественных показателей коксов, полученных при моделировании процесса коксования с рециркуляцией в лабораторных условиях, представлены в табл. 4.

Данные табл. 4 показывают, что при использовании в качестве рециркулята фракции 250°С–к.к. в производственных условиях может быть получен кокс, вполне соответствующий требованию электродной промышленности к качеству «сырых» нефтяных рядовых коксов [1].

На рисунке представлено изменение микроstructures коксов, при моделировании процесса коксования с поэтапным добавлением рециркулята.

Снимки, представленные на рисунке, показывают изменение микроstructures кокса с ненаравленной лепестковой в сторону образования

направленной структуры кокса с включениями волокнистых элементов.

Определяющее влияние фракционного состава рециркулята на качество получаемого кокса требует поиска технологического оформления процесса в таком виде, когда практически постоянно во вторичное сырьё коксования подается рециркулят широкого фракционного состава. При этом, видимо, потребуется на примере [9] вводить фракцию рециркулята 250°С–к.к. непосредственно перед входом сырья в печь, что позволит сохранить легко- и особенно среднекипящие фракции тяжелой смолы пиролиза, что создает благоприятные условия для роста мезофазы в реакционной массе и возможность получения соответственно хорошей микроstructures кокса.

Качественные показатели кокса, полученного в ходе представленной экспериментальной работы, в совокупности с его микроstructures позволяют надеяться на реальную возможность организации производства нефтяного мало-сернистого рядового кокса на ОАО «Салават-нефтеоргсинтез», так как сырьевая база мало-сернистых остатков на предприятии позволяет при осуществлении вышеуказанных условий заменить около 8–10% импортных коксов в сырьё отечественной электродной промышленности.

Литература

1. Нонишнева Н.П. Заседание межотраслевой рабочей группы «Нефтекоксы»: «Проблемы создания и развития сырьевой базы для производства углеграфитовой продукции в России». — Уфа: ГУП ИНХП РБ, 2008. Электронный материал заседания.
2. Acciarri J., Stocman G. Demand for super premium needle cokes on upswing. // Oil and Gas Journal. — 1989. — 87. — № 52. — P. 118–120.
3. Запорин В.П., Валявин Г.Г., Ветошкин Н.И. и др. Выбор и обоснование технологической схемы переработки крекинг-газосей установок 43-107 с получением игольчатого кокса и высокоиндексного сырья теуглерода. // Нефтепереработка и нефтехимия. — 1998. — №9. — С. 26–28.
4. Варфоломеев Д.Ф., Стехун А.И. Сырьё коксования и эффективность его использования // Тем. обзор. Сер. Переработка нефти. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1987. — 56 с.
5. Friday J.R. Oil and Gas Journal. — 1975. — 73. — № 21. — P. 108–111.
6. Ахметов М.М. Заседание межотраслевой рабочей группы «Нефтекоксы»: «Инновационные разработки в области производства, прокаливания и использования нефтяных коксов». — Уфа: ГУП ИНХП РБ, 2008. Электронный материал заседания.
7. Гимаев Р.Н., Сюняев З.И., Давыдов Г.Ф. и др. Пути получения высококачественного нефтяного кокса для графитированной продукции // Проблемы развития производства электродного кокса. Тр. БашНИИ НП. — Уфа, 1975. — Вып. 13. — С. 87–98.
8. Pappel P., Tuebel J. Karbonisierung von Porolysateer und semen Janhaltsstoffen zu hochanisotropen Koksen // Freiburger Forschungshefte. — 1980. — A, №618. — S. 79–97.
9. Патент РФ 2224003 С1. Способ получения нефтяного кокса.

V. V. Zolnikov, B. S. Zhirnov and I. R. Khairudinov

Feed Influence on the Main Quality Factors of Low-Sulphur Coke

The possibility of operation conditions creation at a laboratory still coking unit, which correspond with refinery conditions at inclusion of coking gas oils recycle in feed and electrode coke obtaining was demonstrated. The obtained coke samples meet the requirements of electrode industry to the quality of raw oil coke. The quantity of feedstock offers the real opportunity of electrode coke production foundation at OAO «Salavatnefteorgsynthes».

Key words: *Electrode coke, recycle, the quality of feed and products of coking unit.*

Изучение показателей массопередачи комплексных абсорбентов и выбор параметров массообмена

Е. В. Кузнецова, Н. В. Бусыгина, И. Г. Бусыгин
ООО «Газпром добыча Оренбург»,
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Экспериментально исследованные коэффициенты массопередачи отражают уровень интенсификации процесса очистки сырого газа комплексными абсорбентами различных составов. Наибольшее влияние на интенсивность массопереноса оказывают гидродинамические и конструктивные факторы, определяющие интенсивность и характер взаимодействия контактирующих фаз.

Ключевые слова: очистка газа абсорбцией, комплексные абсорбенты, коэффициент массопередачи, моделирование массообменных процессов.

Для заданной гидродинамической обстановки и конструкции контактного устройства, когда толщина пограничного слоя имеет вполне определенное значение, градиент концентрации можно считать пропорциональным изменению концентрации в пределах слоя. Для расчета размеров аппарата, в котором должен осуществляться данный процесс массопередачи, важно знать скорость этого процесса.

Коэффициент массопередачи K отражает уровень интенсификации процесса: чем больше величина K , тем меньших размеров требуется аппарат для передачи заданного количества вещества. Наибольшее влияние на интенсивность массопереноса оказывают гидродинамические и конструктивные факторы, определяющие

интенсивность и характер взаимодействия контактирующих фаз.

Поскольку обычно движущая сила Δ изменяется в ходе процесса массопередачи, пользуются усредненными величинами K_{Δ} и $\Delta_{\text{ср}}$. Наконец, когда действительная поверхность контакта фаз не определена, в качестве расчетного параметра используют условную поверхность контакта (например, площадь поперечного сечения аппарата). В этом случае получают условные величины коэффициентов массопередачи, которые, как правило, могут быть использованы при расчетах аппаратуры только определенного типа.

Если в качестве рабочей характеристики использовать рабочий объем аппарата V , то

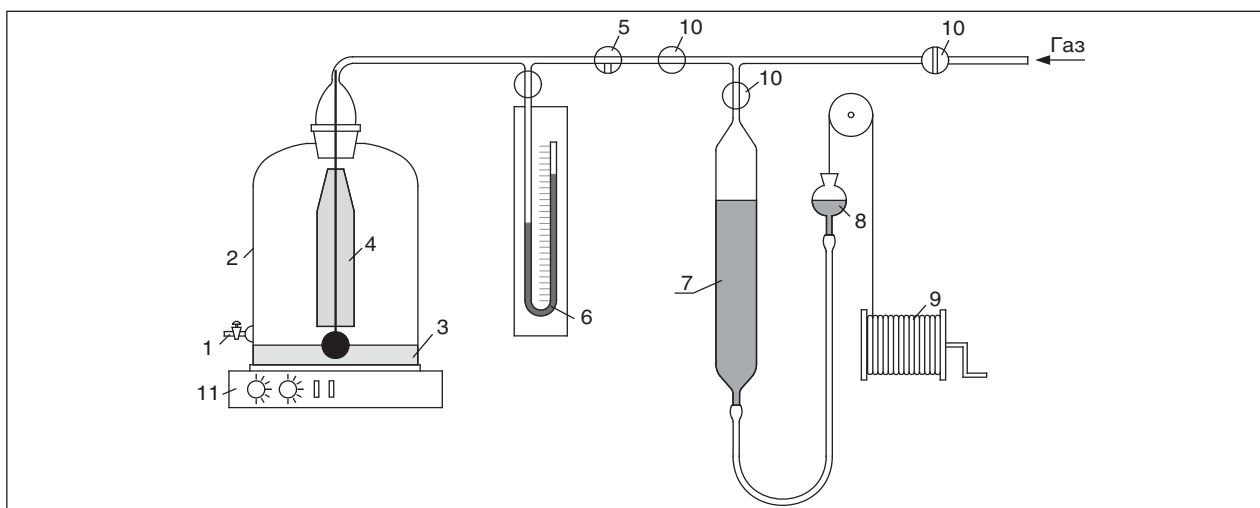


Рис. 1. Схема установки исследования скорости абсорбции статическим методом: 1 — трубка для вытеснения воздуха газом; 2 — сосуд с мешалкой; 3 — абсорбент; 4 — мешалка перемешивания жидкости и газа; 5 — трехходовой кран; 6 — манометр; 7 — газовая бюретка; 8 — уравнильный сосуд; 9 — лебедка; 10 — кран; 11 — электромагнитная мешалка с регулируемым числом оборотов и температуры

уравнение массопередачи запишется в следующем виде:

$$M = K_{\Delta} \Delta_{\text{ср}} F = (K_{\Delta} f_v) \Delta_{\text{ср}} V = K_v \Delta_{\text{ср}} V,$$

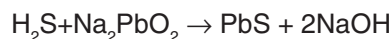
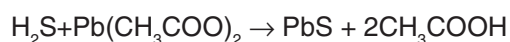
где f_v — поверхность контакта фаз в единице рабочего объема аппарата, $\text{м}^2/\text{м}^3$; K_v — коэффициент массопередачи, отнесенный к единице рабочего объема аппарата. Такого рода зависимости позволяют довольно точно оценивать размеры аппарата и предпочтительные типы контактных устройств при комплексной очистке сырого газа вязкими абсорбентами типа Укарсол, компоненты которого имеют весьма сложную природу взаимодействия с традиционными кислыми компонентами природного газа: сероводородом, диоксидом углерода и меркаптанами, — обычно контролируемых в диффузионной области.

На основе схемы, представленной в литературе [1], была собрана пилотная установка для проведения экспериментов по определению коэффициента массопередачи статическим методом при постоянном давлении.

В сосуд с мешалкой 2 наливается определенный объем исследуемого абсорбента. В отградуированную газовую бюретку отбирается из пробоотборника природный газ, объем которого фиксируется. Через кран 5 сосуд продувают смесью из газовой бюретки. В сосуд помещена мешалка с магнитом, которая приводится в действие с помощью электромагнитной мешалки, с регулируемым числом оборотов, находящейся снизу. На линии движения газа установлен манометр 6, необходимый для поддержания постоянного давления. Далее расположен трехходовой кран 5 для возможности удаления газа из системы и затем кран 10, позволяющий отсекал систему от газовой бюретки в момент заполнения последней. Газовая бюретка 7 отградуирована и соединена резиновым шлангом с уравнительным сосудом 8, заполненным насыщенным раствором соли, подкрашенной индикатором (метилловым оранжевым). Во время опыта уравнительный сосуд поднимают с такой скоростью, чтобы давление в сосуде 2, измеряемое манометром 6, оставалось постоянным. Мешалка перемешивает не только жидкость, но и газ. Во избежание

образования турбулентного движения при перемешивании жидкости, что исказило бы величину коэффициента массопередачи, число оборотов мешалки регулируется.

Проведение опыта начинается с того, что отмеряется количество природного газа бюреткой 7, затем перекрывается кран поступления газа. Записывается объем отмеренного газа и пропускается в систему, при этом открывается нижний кран на сосуде с мешалкой 2 (мешалка отключена). Таким образом происходит вытеснение воздуха природным газом из системы. Заполнение системы газом определяется по почернению фильтровальной бумаги (расположенной на выходе из сосуда 2), смоченной водным раствором $\text{Pb}(\text{CH}_3\text{COO})_2$ или Na_2PbO_2 , по реакции



Когда система заполнена газом, перекрывается кран 1 и включается мешалка. Начиная с этого момента включается секундомер и ведется наблюдение за манометром так, чтобы давление было постоянным. Количество поглощенного газа определяется по изменению его объема в бюретке через определенные промежутки времени. Когда объем газа в газовой бюретке становится неизменным, прекращается опыт, так как это свидетельствует о прекращении поглощения извлекаемых компонентов из природного газа в данном объеме сосуда.

Составы исследуемого абсорбента типа Укарсол, использованные для исследования коэффициентов массопередачи для газа Оренбургского газоконденсатного месторождения, представлены в табл. 1 и включают в себя: третичный амин МДЭА, метиловые эфиры ПЭГ и 5–9% мас. воды с блока регенерации. Использование МДЭА в составе такого рода композиций связано с низкой вязкостью третичного амина и необходимостью глубокой хемосорбции сероводорода. Это тем более актуально для получения кислого газа заданного состава, когда речь идет о переработке сырого газа с повышенным содержанием диоксида углерода. Напротив,

Табл. 1. Составы исследуемых абсорбентов (I–V)

№ п/п	Состав абсорбента, % мас.	Плотность абсорбента, $\text{г}/\text{см}^3$
I	29% МДЭА, 66% ЭМС, 5% H_2O	1,0445
II	38% МДЭА, 56% ЭМС, 6% H_2O	1,047
III	46,5% МДЭА, 46,5% ЭМС, 7% H_2O	1,043
IV	64% МДЭА, 28% ЭМС, 9% H_2O	1,042
V	35% МДЭА, 65% МЭГ	1,085

Табл. 2. Расчетная схема для абсорбента состава I

Время	Объем абсорбента $V_{аб}$, мл	Коэффициент массоотдачи в жидкости, 10^{-7}	Объем газа V_r , мл	Коэффициент массоотдачи в газе, 10^{-4}	Коэффициент массопередачи K_p , 10^{-4}
0	100,3	0	126,5	0	0
5	100,3	0	126,5	0	0
10	100,6	15,7	126,2	7,3	7,30
15	100,8	10,5	126	5,27	5,12
20	101	7,9	125,8	4,18	4,12
25	101,7	6,37	125,1	3,48	3,45
30	102	5,32	124,8	3,0	2,93
35	102,3	4,57	124,5	2,65	2,63
40	102,5	4,01	124,3	2,38	2,36
45	102,9	3,58	123,9	2,16	2,15
50	103,3	3,23	123,5	1,98	1,96
55	103,8	2,95	123	1,83	1,82
60	104	2,71	122,8	1,7	1,69
65	104,3	2,51	122,5	1,59	1,59
70	104,5	2,34	122,3	1,5	1,49
75	104,8	2,19	122	1,42	1,41
80	104,9	2,05	121,9	1,35	1,34
85	104,9	1,93	121,9	1,28	1,28
90	105	1,83	121,8	1,22	1,22
95	105,1	1,73	121,7	1,17	1,17
100	105,3	1,65	121,5	1,12	1,12
105	105,6	1,57	121,2	1,08	1,07
110	105,7	1,5	121,1	1,04	1,03
115	105,8	1,44	121	1,0	0,99
120	105,9	1,38	120,9	0,966	0,97
125	106	1,33	120,8	0,935	0,93
130	106	1,28	120,8	0,906	0,91
135	106	1,23	120,8	0,879	0,88
140	106,1	1,19	120,7	0,853	0,85
145	106,3	1,15	120,5	0,828	0,83

метилловые эфиры ПЭГ находят весьма широкое применение в качестве физического поглотителя меркаптанов и хорошо известны в России под аббревиатурой ЭМС.

Обработка полученных экспериментальных результатов проводилась в соответствии с [1]. Соответствующая расчетная схема представлена для состава (I) в табл. 2.

Полученная для состава (I) зависимость коэффициента массопередачи от времени контакта взаимодействующих фаз представлена на рис. 2.

Аналогичные зависимости для составов Укарсол (II–IV), а также для запатентованной нами [2] поглотительной композиции (V) на основе МДЭА и гликоля имеют аналогичный вид. Характер наблюдаемых зависимостей коэффициента массопередачи от времени имеет

общую природу для всех указанных составов: максимум массопередачи приходится на 10-ю секунду наблюдения, а потом коэффициент плавно убывает, пропорционально уменьшению градиента концентраций взаимодействующих компонентов, при этом оставаясь на уровне 10% от максимальной величины ещё спустя 2–2,5 мин наблюдения.

Соответствующие данные по значениям максимальных коэффициентов массопередачи изученных составов представлены в табл. 3.

Наблюдаемые величины коэффициентов массопередачи (I–IV) линейно зависят от вязкости поглотителя, убывая с нарастанием последней. При этом увеличение в составе абсорбента доли соединений, склонных к образованию ассоциативных связей — МДЭА и воды — приводит для составов Укарсол (I–IV) к синхронному увели-

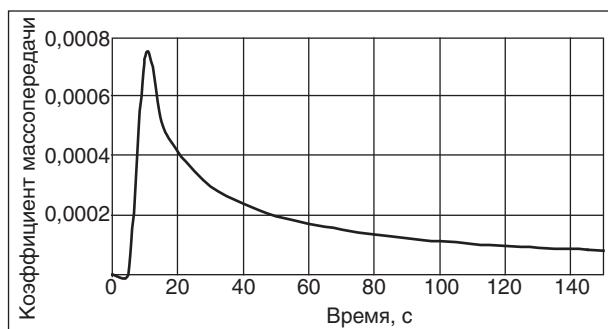


Рис. 2. Зависимость коэффициента массопередачи от времени

чению вязкости и уменьшению коэффициентов массопередачи.

Изменение природы абсорбента, то есть замена полярной апротонной составляющей (ЭМС) на гликоль приводит при равной вязкости к почти 3-кратному увеличению коэффициента массопередачи (IV и V), характеризуя повышение эффективности массообменного процесса этого типа поглотителя. Всё это отражает реальные диффузионные сопротивления различных ком-

Табл. 3. Значение кинематической вязкости и коэффициентов массопередачи для исследованных абсорбентов (группы I–V)

Абсорбент	Кинематическая вязкость, 20°C, $10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	Коэффициент массопередачи, $K_p, 10^{-4}$
I	19,0	7,30
II	21,1	6,80
III	27,9	6,39
IV	42,3	3,16
V	38,3	8,13

бинаций растворителей. Полученные значения позволяют надёжно выбрать рекомендуемую в литературе эффективность клапанной тарелки абсорбера (20–30%) в большую или меньшую сторону при моделировании массообменных процессов в аппарате. В качестве массообменного устройства для высоковязких абсорбентов, очевидно, следует использовать регулярную перекрёстноточную насадку с минимальными значениями гидравлического сопротивления.

Литература

1. Рамм В. М. Абсорбция газов. — М.: Химия. — 784 с.
2. Патент РФ 2186092. Способ подготовки серосодержащего газа к фракционированию.

E. V. Kuznetsova, N. V. Busygina and I. G. Busygin

Study on Complex Absorbent Mass-Transfer Rate and Transfer Parameters Optimization

Mass-transfer coefficients, investigated by an experiment, indicate the intensification level of raw gas purification process by the mean of complex absorbents with different composition. The highest influence on transfer intensity have hydrodynamic and constructive factors, which determine the type of contacting phases interaction.

Key words: Absorption gas purification, complex absorbents, mass-transfer coefficients, mass-transfer processes modeling.

Вниманию специалистов!

Т. В. Бухаркина, С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, Б. П. Туманян

ХИМИЯ ПРИРОДНЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ И УГЛЕРОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Рассмотрены основные физико-химические свойства природных углеродсодержащих энергоносителей — углей, нефтей, углеводородных газов. Особое внимание отводится природным и синтетическим формам свободного углерода. Приводятся механизмы химических превращений углеводородов в технологиях их переработки.

М.: Издательство «Техника», 2009. — 204 с.

Влияние реагентов многофункционального действия марки «СТХ-ДП» на свойства нефтяных эмульсий

Ю. А. Ковальчук, Р. Ф. Хамидуллин, Н. Ю. Башкирцева,
О. Ю. Сладовская, В. П. Нефёдов

Казанский государственный технологический университет, г. Казань
ЗАО «Среднетоннажная химия», г. Нижнекамск

С целью снижения вязкости и температуры застывания нефтяной системы, а также предотвращения осаждения высокомолекулярных компонентов на стенках труб были разработаны композиции на основе ПАВ неионогенного типа с модифицированной добавкой, состав которой близок по составу к сольватобразующим компонентам высоковязких нефтей. Для различных нефтей проведена оценка дезэмульгирующей способности указанных реагентов, а также их эффективности по снижению вязкости, температуры застывания и предотвращению отложений парафинов.

Ключевые слова: водонефтяные эмульсии, вязкие нефти, асфальто-смоло-парафиновые отложения, реагенты многофункционального действия.

В последние годы значительная часть дополнительной добычи нефти обеспечивается включением в разработку месторождений тяжелых и высоковязких нефтей. Добыча, подготовка и транспортировка нефтей таких месторождений осложнены аномальным реологическим поведением, характеризующимся высокой вязкостью и температурой застывания, образованием стойких водонефтяных эмульсий, выпадением на стенках нефтепромыслового оборудования асфальто-смоло-парафиновых отложений [1].

Эти осложнения в нефтепромысловой практике решаются различными способами. К ним относятся нагрев потока, смешение с более лёгкими фракциями и применение химических реагентов. Нагрев является слишком дорогостоящим и непрактичным, а смешение с лёгкими фракциями приводит к неэкономному использованию ценных лёгких углеводородов. Предпочтительным вариантом является применение депрессорных присадок, понижающих температуру застывания нефти.

В настоящее время в нефтяной промышленности используется большое количество присадок. Широкое распространение получили высокомолекулярные полимерные соединения различных типов [2]. Стоит отметить, что имеющиеся присадки-регуляторы реологических свойств нефти ограничены в применении, в частности, для высоковязких смолистых нефтей они проявляют слабую эффективность или совсем не оказывают регулирующего действия.

Главным механизмом структурообразования в высоковязких нефтях и природных битумах, обуславливающим их высокие вязкости и проявление структурно-механической прочности, являются межмолекулярные взаимодействия высокомолекулярных фрагментов

смоло-асфальтеновых веществ, связанные с сильными свойствами парамагнетизма имеющихся в их составе полиароматических структур. Кроме того, дополнительным фактором повышающим вязкость систем, является образование устойчивой водонефтяной эмульсии. Теория структурно-механического барьера устойчивости эмульсионных систем объясняет образование на поверхности капель дисперсной фазы адсорбционных (бронирующих) оболочек с высокой структурной вязкостью, которые являются пленочными студнями-лиогелями, сильно сольватированными дисперсионной средой и диффузно в нее переходящими [3].

ЗАО «Среднетоннажная химия» (г. Нижнекамск) были разработаны реагенты многофункционального действия марки «СТХ-ДП» для высоковязких тяжелых нефтей, содержащих большое количество асфальто-смолистых веществ. Реагенты «СТХ-ДП» — это композиции на основе ПАВ неионогенного типа с модифицированной добавкой, состав которой близок по составу к сольватобразующим компонентам высоковязких нефтей. Введенный реагент проникает в структурный каркас нефтяной дисперсной системы, разрушает его и препятствует его восстановлению. В результате происходят снижение вязкости и температуры застывания нефтяной системы и потеря способности высокомолекулярных компонентов к осаждению на стенках труб. Таким образом, основными критериями оценки эффективности депрессоров являются снижение температуры застывания и вязкости нефти при введении реагента, а также ингибирующие свойства по отношению к АСПО.

В ходе работы были испытаны 4 реагента «СТХ-ДП». Разработанные реагенты «СТХ-ДП»

Табл. 1. Физико-химические свойства нефти Зюзеевского месторождения (скважина № 935)

Показатель	Значение
Плотность, г/см ³	0,891
Условная вязкость при 20°C, °ВУ	23,49
Кинематическая вязкость, мм ² /с	172,45
Температура застывания, °C	–24
Содержание, % мас.:	
серы	2,97
воды	Следы
парафина	3,7
асфальто-смолистых веществ	39,8

отличаются составом активной части и содержанием сольватирующего вещества. Преимуществом новых реагентов серии «СТХ-ДП» является их жидкая товарная форма и низкая температура застывания (ниже –30°C), что не требует дополнительных затрат на разогрев присадки перед ее применением.

Первым объектом исследований являлась нефть Зюзеевского месторождения. Физико-химические свойства нефти приведены в табл. 1.

Нефть Зюзеевского месторождения относится к тяжелой, высокосернистой, высокосмолистой и имеющей достаточно низкую температуру застывания.

Образцы реагентов были испытаны на образце сырой нефти Зюзеевского месторождения (табл. 2).

Как видно из результатов, приведенных в табл. 2, за счет введения реагентов серии «СТХ-ДП» достигнуто снижение температуры застывания для нефти Зюзеевского месторождения более чем на 26°C (при температуре ввода присадки 20°C). Количество вводимого реагента в нефть составляло 200 г/т. Введение композиционных реагентов в нефть приводит к снижению кинематической вязкости уже при температуре 20°C. Видно, что введение реагента «СТХ-ДП-12» в нефть позволяет снизить её вязкость с 172,45 до 138,63 мм²/с.

Добычаемая в настоящая время нефть отличается высокой обводненностью. Наличие воды в нефти создает еще одну поверхность раздела фаз, на которой происходит адсорбция природных эмульгаторов, при этом происходит дополнительное структурирование жидкости. Поэтому нефтяные эмульсии имеют более высокую вязкость, чем нефть, а также являются неньютоновскими жидкостями, устойчивость которых во многом зависит от содержания асфальтенов в нефти. Поэтому следующим объектом исследований были выбраны нефтяные эмульсии различных месторождений с высоким содержанием асфальто-смолистых веществ, средней и высокой обводненности (18 и 61%) (табл. 3). В табл. 3 приведены физико-химические показатели тяжелых высоковязких сырых нефтей различных месторождений.

Из таблицы видно, что исследуемые нефти относятся к тяжелым, высоковязким, парафинистым. Эмульсии, образованные такими нефтями, обладают высокой вязкостью, а, следовательно,

Табл. 2. Влияние реагентов на свойства Зюзеевской нефти

Состав	Условная вязкость нефти с реагентом при 30 °C, °ВУ	Кинематическая вязкость нефти с реагентом при 20 °C, мм ² /с	Температура застывания нефти с реагентом, °C
СТХ-ДП-11	20,05	146,25	–51
СТХ-ДП-12	19,01	138,63	–54
СТХ-ДП-21	20,00	145,88	–55
СТХ-ДП-22	19,48	142,07	–53
Без реагента	23,49	172,45	–24

Табл. 3. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий

Показатель	ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» (скв.996)	ОАО «ТатРИТЭК-нефть» (к.824)	ОАО «Самара-нефтегаз» (скв.354)	ОАО «Самара-нефтегаз» (скв.51)
Плотность, г/см ³	0,924	0,976	0,919	0,922
Кинематическая вязкость, мм ² /с	382,0	264,2	278,0	298,0
Содержание, % мас.:				
воды	18	18	18	61
серы	4,0	1,92	3,39	3,63
асфальто-смолистых веществ	41,49	20,14	21,74	28,68
парафина	4,2	5,37	4,89	5,64

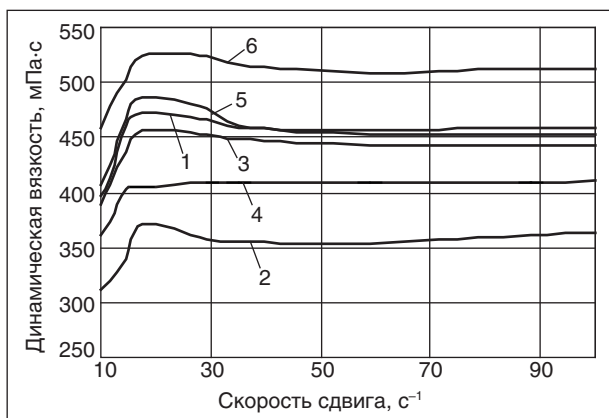


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости эмульсии ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» (скв.996) от скорости сдвига и типа реагента ($t = 20^\circ\text{C}$): 1 — без реагента; 2 — СТХ-ДП-11; 3 — СТХ-ДП-12; 4 — СТХ-ДП-21; 5 — СТХ-ДП-22; 6 — Рекод

сложным реологическим поведением (рис. 1). Как уже было отмечено, реагенты серии «СТХ-ДП» — это композиционные составы, содержащие, кроме сольватирующего агента, неионогенное поверхностно-активное вещество. Проведенными ранее исследованиями было установлено [4], что данные реагенты обладают хорошей деэмульгирующей способностью, кроме того нами были исследованы способность реагентов снижать вязкость нефтяной эмульсии.

На рис. 1–4 представлены реологические зависимости исследованных нефтяных эмульсий, обработанных реагентами серии «СТХ-ДП», а также в качестве сравнения — базовыми реагентами. Измерение динамической вязкости естественной нефтяной эмульсии проводили на ротационном вискозиметре «VISCO STAR – L» при различных скоростях сдвига и температурах,

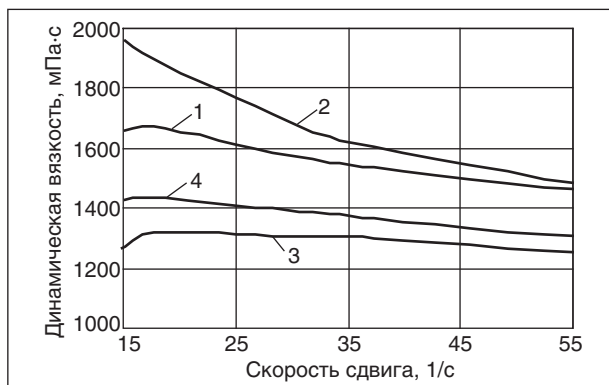


Рис. 2. Зависимость динамической вязкости эмульсии ОАО «ТатРИТЭК-нефть» (к. 824) от скорости сдвига и типа реагента ($t = 5^\circ\text{C}$): 1 — без реагента; 2 — Реапон-4В; 3 — СТХ-ДП-12; 4 — СТХ-ДП-22

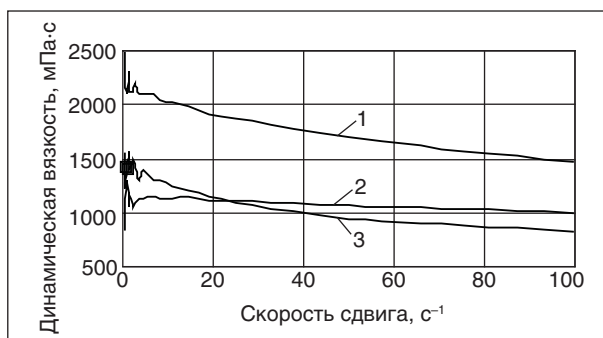


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости эмульсии ОАО «Самаранефтегаз» (скв. 354) от скорости сдвига и типа реагента ($t = 17^\circ\text{C}$): 1 — без реагента; 2 — СТХ-ДП-11, 100 г/т; 3 — Дис 2830, 100 г/т

соответствующих условиям транспортировки. Полученные зависимости наглядно показывают однозначную эффективность действия реагентов серии «СТХ-ДП» (рис. 1–4).

Как видно из рис. 1–4, применение разработанных реагентов серии «СТХ-ДП» значительно улучшает реологические характеристики нефтяных эмульсий. Действие реагента даже при очень низких температурах (5°C) приводит к снижению вязкости эмульсии ОАО «ТатРИТЭКнефть» в 1,5 раза. На некоторых нефтяных эмульсиях базовый реагент (Реапон-4В — ОАО «ТатРИТЭКнефть», Рекод — ОАО «ЗюзеевТатнефтепром») наоборот увеличивает вязкость нефти, что свидетельствует о структурировании жидкости. Введение реагентов «СТХ-ДП» приводит к заметному снижению вязкости нефтяных эмульсий уже при малых скоростях сдвига. Можно предположить, что механизм действия объясняется наличием в реагенте сольватирующего вещества, которое приводит к изменению межмолекулярных

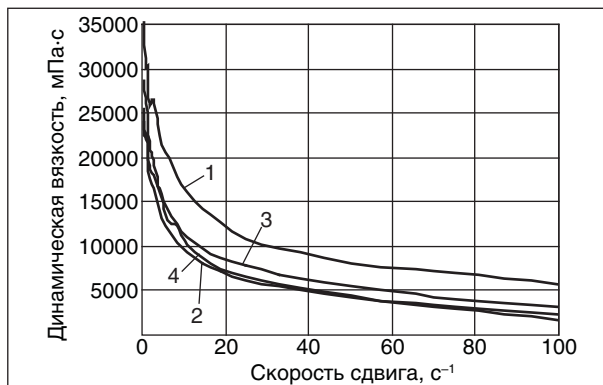


Рис. 4. Зависимость динамической вязкости эмульсии ОАО «Самаранефтегаз» (скв. 51) от скорости сдвига и типа реагента ($t = 17^\circ\text{C}$): 1 — без реагента; 2 — СТХ-ДП-11, 100 г/т; 3 — СТХ-ДП-22, 100 г/т; 3 — Дис 2830, 100 г/т

Табл. 4. Оценка деэмульгирующей эффективности реагентов серии «СТХ-ДП»

Реагент	Эмульсия			
	ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» (18% об., 80°C, 120 мин отстоя)	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» (28% об., 30°C, 120 мин отстоя)	ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (34 % об., 70°C, 120 мин отстоя)	ОАО «Томскнефть» ВНК ЦППН-2 (61% об., 40°C, 50 мин отстоя)
Базовый	Рекод 758	Separol ES-3483	Crodax DE-220	Kemelix
	Степень обезвоживания, % об.			
Базовый	89	63	85	92
СТХ-ДП-11	86	93	92	92
СТХ-ДП-12	83	92	93	91
СТХ-ДП-21	89	90	91	91
СТХ-ДП-22	89	82	91	92

взаимодействий в сложной структурной единице нефтяной дисперсной системы.

Увеличение содержания воды в эмульсиях приводит не только к росту вязкости нефтяной системы, но и к изменению состава бронирующей оболочки на поверхности глобулы воды, связанному с увеличением доли асфальтенов [5]. Поэтому сольватирующее действие композиционного состава в этом случае особенно важно. Как видно из рис. 1–4, введение реагентов серии «СТХ-ДП» в высокообводненную нефтяную эмульсию привело к существенному снижению величины динамической вязкости (скв. 354 и 51 ОАО «Самаранефтегаз»).

Известно, что снижение вязкости происходит за счёт снижения дисперсности эмульсии и усреднения размера глобул воды, которое влечет за собой отделение воды от нефти. Следовательно, ПАВ, используемые для транспортировки нефтяных эмульсий, должны обладать также деэмульгирующим действием. Это позволит сочетать снижение вязкости с процессом внутритрубной деэмульсации и положительно повлияет на дальнейшую подготовку нефти.

Определение деэмульгирующей эффективности реагентов серии «СТХ-ДП» проводилось на естественных нефтяных эмульсиях различных месторождений (табл. 4).

Исследование разработанных реагентов в качестве деэмульгаторов трудноразрушаемых эмульсий на основе нефтей с различной обводненностью показало, что они проявляют хорошие деэмульгирующие свойства, превосходя базовый реагент, применяемый в настоящее время на промыслах.

Нефти с высокой вязкостью представляют собой реологически сложные жидкости, находящиеся в неравновесном состоянии, склонные к структурированию при понижении температуры, приводящему к образованию АСПО на поверхности трубопроводов. Это, в свою очередь, при-

водит к сужению живого сечения и снижению пропускной способности трубопроводов, к повышенному износу оборудования, дополнительным энергетическим и материальным затратам [6].

На многих месторождениях для комплексной подготовки нефти и пластовой воды, а также в системах сбора отдается предпочтение применению химических реагентов многофункционального действия, обладающих одновременно деэмульгирующими, депрессорными и ингибирующими свойствами. При применении таких реагентов полностью исключается проблема подбора совместимых реагентов.

Поэтому первоочередным и важным фактором для осуществления нормального технологического процесса подготовки нефти является подбор совместимых марок реагентов-деэмульгаторов и ингибиторов парафиноотложений. В противном случае нарушается процесс деэмульсации.

Последним этапом исследований была оценка эффективности реагентов серии «СТХ-ДП» в качестве ингибиторов парафиноотложений. Оценка проводилась на нефтях Зюзеевского (содержание АСВ 41,49%, парафина 4,2%) и Азнакаевского месторождений (табл. 5) при температуре +20°C и дозировке реагентов 25 г/т по методике «Оценка эффективности ингибиторов парафиноотложений», основанной на определении площади отмыва пленки нефти пластовой

Табл. 5. Физико-химические свойства нефти (скв. 19551) Азнакаевского месторождения

Показатель	Значение
Плотность, г/см ³	0,8861
Кинематическая вязкость, мм ² /с	54,63
Содержание воды, % мас.	Следы
Содержание асфальто-смолистых веществ, % мас.	26,22
Температура застывания, °C	–24

Табл. 6. Оценка ингибирующей эффективности реагентов по отношению к АСПО

Реагент	Время			Реагент	Время		
	30 с	60 с	180 с		30 с	60 с	180 с
Зюзеевское месторождение				Азнакаевское месторождение			
СТХ-ДП-11	40	60	80	СТХ-ДП-11	10	20	40
СТХ-ДП-12	15	30	65	СТХ-ДП-12	50	60	80
СТХ-ДП-21	50	75	90	СТХ-ДП-21	30	50	70
СТХ-ДП-22	30	50	70	СТХ-ДП-22	30	40	60
Базовые							
Рекод	0	0	5	Реапон-ИФ	35	40	45
				Интекс 720	10	15	20

водой (табл. 6). В качестве сравнения использовались базовые реагенты, используемые на данном месторождении и обладающие ингибирующими свойствами по отношению к АСПО.

Из результатов видно, что все реагенты серии «СТХ-ДП» обладают хорошей ингибирующей способностью, особенно к отложениям АСПО из тяжелой высоковязкой нефти, к которой относится нефть Зюзеевского месторождения. Так как связующим компонентом при формировании АСПО являются асфальто-смолистые соединения [7, 8], сольватирующее и смачивающее действие композиционного состава играет существенную роль в ингибирующем действии. В результате

применения реагентов серии «СТХ-ДП» решается проблема отложения АСПО на промышленном оборудовании.

На основании полученных результатов можно сделать выводы:

- композиционные реагенты «СТХ-ДП» обладают депрессорными, дезмульгирующими свойствами и ингибирующими свойствами по отношению к АСПО;
- введение реагентов серии «СТХ-ДП» в качестве дезмульгаторов, а также ингибиторов парафиноотложений в добываемую продукцию скважин позволит исключить проблему подбора совместимых реагентов.

Литература

1. Фахретдинов П. С., Романов Г. В., Фосс Л. Е. Новые реагенты для высоковязких нефтей на основе тиолов // Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов». — Казань: ФЭН, 2008. — С. 419–421.
2. Рогачев М. К. Применение новых химических реагентов при разработке залежей аномально-вязких нефтей // Интервал. — 2000. — № 4–5. — С. 5–8.
3. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Избранные труды — М.: Наука, 1978. — 368 с.
4. Хамидуллин Р. Ф. Изучение эффективности реагентов марки СТХ в процессах сбора и подготовки различных нефтей // Труды научно-практической конференции «Нефтепереработка и нефтехимия – 2006». — Уфа, 2006. — С. 184–186.
5. Небогина Н. А., Прозорова И. В., Юдина Н. В. Влияние содержания воды в нефти на формирование и реологические свойства водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. — 2008. — №12. — С. 90–92.
6. Халикова Д. А., Ганеева М. Ю., Юсупова Т. Н. Влияние содержания в АСПО кристаллической фазы высокомолекулярных *n*-алканов на эффективность действия алкан-ароматических растворителей // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: международная научно-практическая конференция. — Казань, 2008. — С. 429 — 434.
7. Тронов В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. — М.: Недра, 1970. — 192 с.
8. Pacheco-Sanchez J. H. and Mansoori G. A. In Situ remediation of heavy organic deposits using aromatic solvents // Proceedings of the 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition. SPE Paper № 38966, 1997. — 13 p.

Yu. A. Kovalchuk, R. F. Chamidullin, N. Yu. Baschircheva, O. Yu. Sladovskaya and V. P. Nefedov

Multipurpose Chemicals «STP-DP» Influence on Oil Emulsions

To decrease viscosity and pour point of oil system and to prevent high molecular weight components sedimentation on pipe walls the compositions on the basis of non-ionic surfactants with modified additive were developed. The composition of this additive is similar to solvate forming components of high-viscosity crudes. The reactants involved demulsifying ability, viscosity and pour point decrease efficiency and also paraffin sedimentation prevention effect for different crudes was estimated.

Key words: water-oil emulsion, high-viscosity oil, asphalt, resin and paraffin deposits, multipurpose chemicals.

Определение времени расслоения водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле

Л. А. Ковалева, Р. З. Миннигалимов, Р. Р. Зиннатуллин
Башкирский государственный университет

Рассматривается возможность применения электромагнитного поля высокой частоты для обезвоживания стойких водонефтяных эмульсий. Приводятся численные и экспериментальные исследования времени расслоения водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле.

Ключевые слова: водонефтяные эмульсии, время расслоения, устойчивость эмульсий, обезвоживание нефти.

Одной из важных задач в нефтедобыче является обезвоживание стойких водонефтяных эмульсий. Аналогичная задача возникает и при утилизации нефтешламмовых амбаров, образованных в результате аварий на трубопроводах, так как основные слои нефтешламмового амбара представляют собой устойчивую водонефтяную эмульсию [1].

Устойчивость эмульсий обуславливается присутствием в нефти тяжелых высокомолекулярных полярных компонентов (смолы, асфальтены и др.), которые, адсорбируясь на поверхности капель воды, образуют бронирующие оболочки и препятствуют их слиянию, укрупнению и оседанию. Следовательно, методы обезвоживания должны быть основаны на воздействии на составляющие бронирующих оболочек, приводящие впоследствии к их разрушению.

В связи с тем, что асфальтены и смолы, которые представляют основу бронирующей оболочки, являются полярными веществами, представляется возможным использование эффектов резонансного взаимодействия электромагнитных полей с полярными компонентами нефтей для эффективного разрушения высокоустойчивых водонефтяных эмульсий.

Результаты экспериментальных исследований [1] показали эффективность расслоения водонефтяной эмульсии в высокочастотном электромагнитном (ВЧ ЭМ) поле при выполнении условия, что частота электромагнитного поля (13,56 МГц) равна резонансной частоте, соответствующей максимуму тангенса угла диэлектрических потерь эмульсии. Однако каждая эмульсия, в зависимости от своих электрофизических свойств, будет по-разному взаимодействовать с полем, что отражается, в частности, на времени полного расслоения эмульсии.

Для определения времени расслоения эмульсии может быть использована формула Ребиндера [2]

$$\tau = H/v,$$

где H — высота столба эмульсии, v — средняя линейная скорость расслоения системы. Будем считать скорость расслоения v равной скорости оседания частиц, которую определим из уравнения Стокса с учетом их коагуляции [3]:

$$v = \frac{\sqrt{\frac{4\pi}{3}}(\rho_b - \rho_n)gV(t)^{2/3}}{6\pi\eta(T)} \quad (1)$$

где $V(t)$ — объем частицы, увеличивающийся со временем за счет коагуляции; ρ_b — плотность частиц воды; ρ_n — плотность среды; g — ускорение силы тяжести; $\eta(T)$ — динамическая вязкость среды, зависящая от температуры.

Зависимость объема частицы от времени за счет коагуляции имеет вид

$$\frac{dV}{dt} = k(V),$$

где k — константа коагуляции, определяющая скорость увеличения объема частиц за единицу времени. В случае водонефтяных эмульсий значение k можно определить из выражения [3]

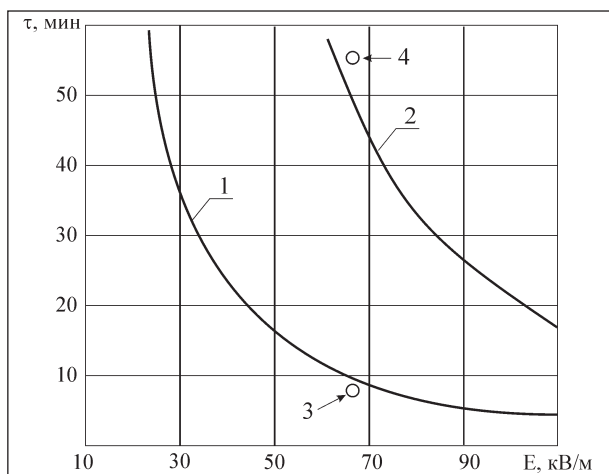
$$k(V) = \frac{4\xi}{\eta(T)} \left(\frac{3}{2\pi} \epsilon_0 \epsilon' E^2 V(t) (k_b T)^2 \right)^{1/3},$$

где ξ — численный коэффициент, учитывающий уменьшение константы коагуляции для того, чтобы компенсировать завышенное значение силы диполь-дипольного взаимодействия; ϵ_0 — диэлектрическая постоянная; ϵ' — относительная диэлектрическая проницаемость эмульсии; E — напряженность электрического поля; $V(t)$ — текущий объем частиц воды; k_b — постоянная Больцмана; T — абсолютная температура.

Для нахождения скорости оседания частиц в уравнении (1) необходимо знание зависимости $\eta(T)$, которую можно аппроксимировать функцией вида

$$\eta(T) = \eta_0 e^{-\gamma(T-T_0)}.$$

При использовании ВЧ ЭМ поля происходит объемный нагрев среды, и распределение поля



Зависимость времени расслоения эмульсии от напряженности ВЧ ЭМ поля: 1 — расчетная кривая для водонефтяной эмульсии №1; 2 — расчетная кривая для водонефтяной эмульсии №2; 3, 4 — экспериментальные точки для эмульсий №1–2 соответственно

температур может быть описано уравнением теплопроводности

$$\rho c \frac{dT}{dt} = \chi \Delta T + q^{(e)},$$

где $q^{(e)} = \frac{\omega \epsilon_0 \epsilon' \operatorname{tg} \delta}{2} E^2$.

Здесь ρ , c , ϵ' , $\operatorname{tg} \delta$ — плотность, удельная теплоемкость, относительная диэлектрическая проницаемость и тангенс угла диэлектрических потерь эмульсии, значения определяются экспериментально, $q^{(e)}$ — плотность источников тепла, возникших в среде.

Когда нагрев является достаточно быстрым, можно пренебречь изменением температуры за счет теплопроводности, тогда

$$\rho c \frac{dT}{dt} = q^{(e)} \text{ или } T = T_0 + \frac{q^{(e)}}{\rho c} \Delta t.$$

С учетом всех этих предположений можно записать систему уравнений для оценки времени

расслоения τ водонефтяной эмульсии в ВЧ ЭМ поле:

$$\tau = \frac{H}{v}, \quad v = \frac{\sqrt[3]{\frac{4\pi}{3} (\rho_b - \rho_n) g V(t)^{2/3}}}{6\pi\eta(T)}, \quad \frac{dV}{dt} = k(V),$$

$$k(V) = \frac{4\xi}{\eta(T)} \left(\frac{3}{2\pi} \epsilon_0 \epsilon' E^2 V(t) (k_b T)^2 \right)^{\frac{1}{3}}, \quad (2)$$

$$\eta(T) = \eta_0 e^{-\gamma(T-T_0)}, \quad T = T_0 + \frac{q^{(e)}}{\rho c} \Delta t,$$

$$V|_{t=0} = V_0, \quad T|_{t=0} = T_0, \quad \eta|_{t=0} = \eta_0.$$

Все параметры и зависимости, входящие в эту систему, включая исходный размер частиц воды в эмульсии, были определены нами экспериментально: $\rho = 0,867 \text{ кг/м}^3$; $\epsilon' = 4,3$; $\operatorname{tg} \delta = 0,025$; $\eta_0 = 230 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\gamma = 0,15$; $c = 1,86 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$; $V(t_0) = 7,5 \text{ мкм}$.

Решение системы уравнений (2) имеет вид трансцендентного уравнения, численное решение которого приведено на рисунке в виде зависимости времени расслоения эмульсии от напряженности ВЧ ЭМ поля. Результаты численных расчетов были сопоставлены с результатами экспериментальных исследований. Как видно из рисунка, результаты расчетных исследований для времени расслоения различных видов эмульсии достаточно близки к экспериментальным данным. Например, расчетное время полного расслоения для эмульсии №1 равно 8,5 мин, экспериментальное — 7 мин. Для эмульсии №2 соответственно 50 и 55 мин.

Полученные данные показывают, что разработанная методика позволяет оценить время полного расслоения водонефтяной эмульсии при электромагнитном воздействии, если известны необходимые экспериментальные параметры, в частности исходный размер капель, диэлектрическая проницаемость эмульсии, зависимость вязкости эмульсии от температуры и напряженность электромагнитного поля.

Литература

1. Ковалева Л. А., Миннигалимов Р. З., Зиннатуллин Р. Р. Об эффективности утилизации нефтяных шламов высокочастотным электромагнитным полем // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2008. http://www.ogbus.ru/authors/Kovaleva/Kovaleva_1.pdf.
2. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных средах. Физико-химическая механика. — М.: Наука, 1979. — 384 с.
3. Панченков Г. М., Цабек Л. К. Поведение эмульсий в электрическом поле. — М.: Химия, 1969. — 190 с.

L. A. Kovaleva, R. Z. Minnigalimov and R. R. Zinnatullin

Determination of Water-Oil Emulsion Settling Time in Electromagnetic Field

The possibility of electromagnetic field with high frequency employment for stable water-oil emulsions dewatering is considered. Numerical and experimental investigation of water-oil emulsion settling time in electromagnetic field are demonstrated.

Key words: Water-oil emulsions, settling time, emulsion stability, oil dewatering.

Разработка составов устойчивых водо-топливных эмульсий на основе природных битумов

Е. С. Охотникова, Ю. М. Ганеева, Т. Н. Юсупова
Институт органической и физической химии им. А. Е. Арбузова
Казанского научного центра РАН

В настоящее время актуальной задачей является поиск путей использования тяжелого углеводородного сырья. Цель данной работы разработка составов устойчивых водо-топливных эмульсий на основе природных битумов. В ходе работы были определены оптимальные параметры состава эмульсий, такие как содержание воды и ПАВ. А также исследованы основные эксплуатационные характеристики водо-битумных эмульсий и показана возможность использования их в качестве котельных топлив.

Ключевые слова: природные битумы, водо-битумные эмульсии, агрегативная устойчивость, котельное топливо.

Природные битумы представляют собой многоцелевое комплексное сырье для топливно-энергетической промышленности. Особенно актуальным в настоящее время является использование природных битумов в связи с тенденцией роста цен на природный газ. За рубежом широкое применение в качестве котельных топлив нашли водные эмульсии на основе природных битумов. Использование водо-битумных эмульсий в качестве котельных топлив имеет ряд преимуществ, к которым относятся: высокая теплотворная способность, которая несколько ниже, чем у тяжелого котельного топлива, но значительно выше, чем у угля; быстрое и практически полное сгорание эмульсии и конверсия углерода; возможность сжигания эмульсии при малых концентрациях кислорода, низкая температура предварительного подогрева перед сжиганием. Применение водо-топливных эмульсий целесообразно с экологической точки зрения, так как этот приём является эффективным методом защиты воздушного бассейна от загрязнения. Наличие воды в топливе уменьшает содержание вредных выбросов с продуктами сгорания в атмосферу. Выбросы CO, приходящиеся на единицу сжигаемого топлива, можно снизить в среднем примерно на 95%, NO_x соответственно на 70% [1].

Объектами данного исследования являются водо-битумные эмульсии, приготовленные на основе ашальчинского и мордово-кармальского битумов (компонентный состав приведен на рис. 1), содержащие 10, 20 и 30% мас. воды и 0,5; 1,0 и 1,5% ПАВ. В качестве ПАВ были использованы СНПХ 9777(ПАВ1) и раствор моноэтаноламида жирных кислот в изопропиловом спирте (ПАВ2). Для определения устойчивости нами были использованы метод термического

анализа. Агрегативная устойчивость (АУ) характеризует способность эмульсионной системы сохранять свою степень дисперсности. Её количественная оценка производится на основании формулы [2]

$$AU = \frac{W}{W_0} 100\%,$$

где W_0 — общее содержание дисперсной фазы в анализируемой эмульсии; W — количество дисперсной фазы, содержащееся в эмульсии после осаждения.

Значения агрегативной устойчивости полученных эмульсий приведены на рис. 2.

В ходе работы было установлено, что более устойчивыми являются водо-битумные эмульсии на основе ашальчинского битума. Агрегативная устойчивость этих эмульсий приближается к 100% как при содержании воды 10%, так и 20% мас. Прибавление различных концентраций ПАВ1 также практически не влияет на агрегативную устойчивость. Вследствие высокого содержания природных стабилизаторов (асфальтенов и смол) ашальчинский битум обладает способностью образовывать устойчивые эмульсии

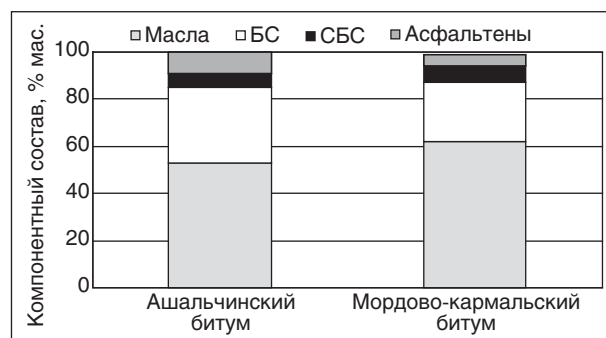


Рис. 1. Компонентный состав битумов

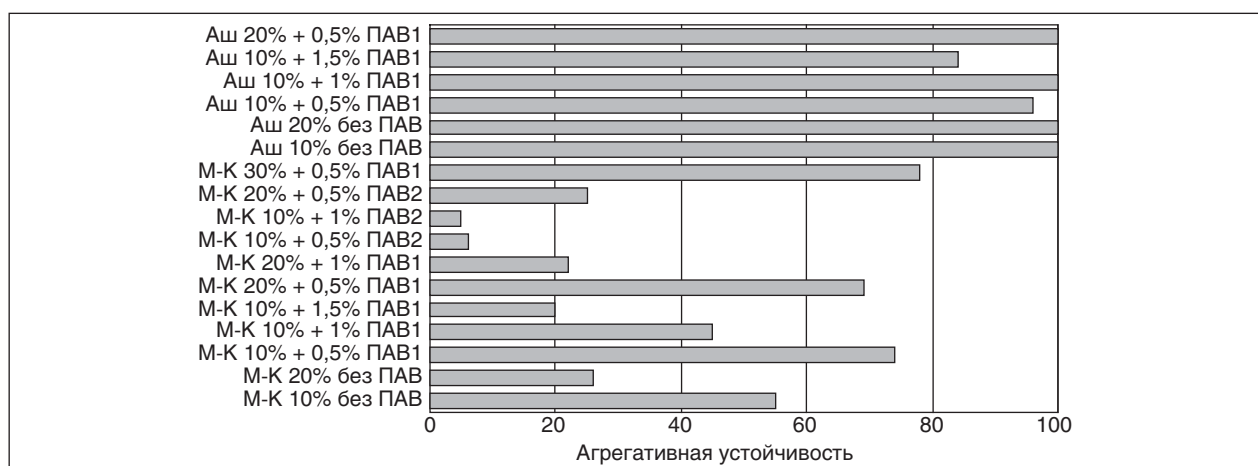


Рис. 2. Агрегативная устойчивость эмульсий

без дополнительного введения эмульгаторов. Однако введение даже небольших количеств ПАВ приводит к существенному понижению вязкости системы (примерно 30–40%). Эмульсии на основе мордово-кармального битума менее устойчивы, их стабильность зависит от содержания воды и ПАВ в эмульсии. Было выявлено, что с увеличением концентрации воды с 10 до 20% агрегативная устойчивость уменьшается с 55 до 26%. В обоих случаях после осаждения эмульсия сохраняет около 5% воды. Добавление в систему ПАВ меняет картину. ПАВ1 относится к неионогенному типу и при оптимальной концентрации 0,5% оно способно стабилизировать 10, 20 и 30%-ные эмульсии. Агрегативная устойчивость в этом случае превышает 70%. При увеличении концентрации ПАВ1 происходит снижение агрегативной устойчивости системы до 20%. ПАВ2 относится к анионному типу. Данный вид ПАВ не обладает стабилизирующим действием, а наоборот, способствует деэмульсации системы, и при концентрациях ПАВ2 0,5 и 1% наблюдается практически полное осаждение воды в эмульсии.

По результатам полученных данных и обзора литературных источников для дальнейших исследований были выбраны водо-битумные эмульсии, на основе мордово-кармального битума с содер-

жанием воды 15% мас. и с 0,5% ПАВ1 (образец 1), а также ВБЭ на основе ашальчинского битума (образец 2), смеси битумов 1:1 (образец 3) и мазута М200 (образец 4) с содержанием воды 10 и ПАВ1 0,5% мас. И. Н. Чижевский в своей работе [3] отмечает, что оптимальным содержанием воды в водо-топливных эмульсиях является 15–20%. В этом случае КПД котла достигает максимального значения. Для определения возможности использования эмульсий в качестве котельных топлив в ходе исследования были определены основные физико-химические и технологические характеристики, такие как устойчивость, вязкость (ГОСТ 33–82), теплотворная способность, плотность (ГОСТ 3900–85), температура застывания (ГОСТ 20287–74) и содержание серы (ГОСТ 1437–75). Для оценки теплотворной способности была использована формула [4]

$$Q_n = 46423 + 3169\rho_{15}^{15} - 8792(\rho_{15}^{15})^2, \text{ Дж/кг.}$$

Результаты приведены в таблице.

Как видно из таблицы, эксплуатационные характеристики исследованных образцов соответствуют требованию ГОСТа на котельные топлива марки 100, а по ряду показателей (температура застывания, вязкость) существенно превосходят топлива данной марки. По сравнению с

Технологические показатели водо-топливных эмульсий и нормированные значения по ГОСТ 10585–89

Показатель	Образец				ГОСТ10585-99
	1	2	3	4	
Температура застывания, °С	–24,5	–16	–22	7,0	Не выше 10
Плотность при 20°С, кг/м³	948	970	958	960	Не более 1015
Теплота сгорания низшая, Дж/кг	41478	41179	41338	41317	Не менее 40530
Кинематическая вязкость при 80°С, мм²/с	13,9	28,2	17,4	56,6	Не более 118
Содержание серы, % мас.	2,42	2,08	2,33	1,85	Не более 3,5

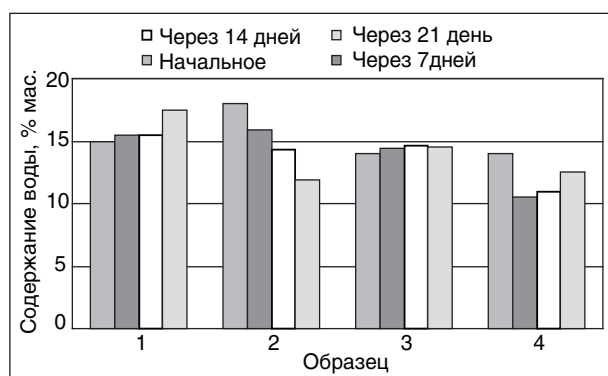


Рис. 3. Изменение содержания воды в образцах водо-битумных эмульсий с течением времени

мазутными эмульсиями топливные эмульсии на основе природных битумов характеризуются значительно более низкими значениями температуры застывания и вязкости, что способствует снижению энергетических затрат на перекачку и определяет возможность их использования в зимнее время года.

В связи с этим необходимо определение устойчивости эмульсий при низких температурах. Для этого эмульсии замораживались и выдерживались при температуре порядка -10°C в течение месяца. На протяжении этого периода отслеживалось изменение содержания воды методом термического анализа. Результаты исследования приведены на рис. 3.

Агрегативная устойчивость водо-битумных эмульсий на основе мордово-кармального и смеси битумов практически не изменяется и равна 100%. Устойчивость эмульсий на основе ашальчинского битума и мазута ниже и составляет 66 и 89% соответственно.

При использовании водо-топливных эмульсий следует иметь в виду, что для обеспечения

необходимой производительности и к.п.д. насоса следует поддерживать определенный температурный режим. При нормальном давлении во избежание вспенивания и последующего выброса эмульсии из емкости, где производится подогрев, следует поддерживать температуру эмульсии не выше $90-92^{\circ}\text{C}$ [5]. Поэтому для этих же образцов в ходе эксперимента была определена устойчивость при высоких температурах методом дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК). Эмульсию выдерживали при температуре 90°C в течение суток. При этом на кривых ДСК водо-топливных эмульсий на основе мордово-кармального битума и мазута эндотермический эффект отделения воды наблюдается после 18 ч проведения эксперимента, а для водо-битумных эмульсий на основе ашальчинского битума эндотермический эффект наблюдается после 22 ч. Эндотермический эффект, по-видимому, связан с уменьшением свободной энергии системы при объединении капель воды, а следовательно, с потерей системой устойчивости. Таким образом, при температуре 90°C исследуемые эмульсии сохраняют устойчивость 18 и более часов, а этого времени вполне достаточно для проведения всех необходимых технологических операций.

Таким образом, в ходе работы разработаны составы устойчивых эмульсий на основе природного битума и показана возможность их использования в качестве котельного топлива. Водо-топливные эмульсии на основе ашальчинского битума и мазута с содержанием воды 10 и ПАВ 0,5% мас. были испытаны в качестве котельного топлива с использованием механических форсунок на Уруссинской ГРЭС, и было установлено, что испытанные продукты позволяют достичь удовлетворительных показателей при горении.

Литература

1. Никишина Ю. Г. Разработка аппаратов, направленных на охрану природы при использовании жидкого углеводородного топлива (на примере ТЭЦ-1). — Казань: Академия управления «ТИСБИ», 1999.
2. Позднышев Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. — М.: Недра, 1982. — 221 с.
3. Разработка концепции получения нового вида топлива на основе природных битумов. Отчет. Руководитель И. Н. Чижевский // Научно-исследовательский институт нефтепромысловой химии. — Казань, 2000. — 57 с.
4. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. — Уфа: Гилем, 2002. — 672 с.
5. Иванов В. М. Топливные эмульсии. — М.: АН СССР, 1962. — 216 с.

E. S. Ochotnikova, Yu. M. Ganeeva, T. N. Yusupova

Development of Stable Water-Fuel Emulsion Formulations on the Basis of Crude Bitumen

At the present time searching for heavy hydrocarbon feed utilization ways is a topical problem. The target of the work involved is composition of stable water-fuel emulsions development on the basis of crude bitumen. In the course of the work optimal parameters of emulsion composition, such as water and surfactant contain, were determined. The main performance parameters of water-bitumen emulsions were also investigated. The possibility of emulsions concerned use as fuel oil are demonstrated.

Key words: Crude bitumen, water-bitumen emulsion, aggregative stability, fuel oil.

Исследование ксантановых загустителей, применяемых в технологиях кислотного гидравлического разрыва пласта

М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. В. Пономарева,
Л. Ф. Давлетшина, М. М. Мухин
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Исследованы экзополисахариды ксантанового ряда в качестве загустителей кислот для солянокислотного гидравлического разрыва пласта с целью упрощения технологии КГРП и снижения экономических затрат за счет использования единой жидкости – загущенного кислотного состава. Из представленных данных следует, что полимеры ксантанового ряда обладают хорошей загущающей способностью, химической стойкостью, хорошей структурированностью, псевдодопластичностью и тиксотропностью и могут быть использованы в качестве загустителей кислотных растворов для КГРП в низкотемпературных пластах.

Ключевые слова: солянокислотные обработки, кислотный гидравлический разрыв пласта, загустители, полисахариды, ксантан.

Проблема интенсификации добычи нефти является одной из ключевых задач нефтяной промышленности.

Известно, что продуктивность скважин во многом зависит от естественной проницаемости продуктивного пласта в целом и призабойной зоны в частности. Кроме того, большое влияние на последующую производительность объекта оказывают характер и зона изменения проницаемости в процессе заканчивания и эксплуатации скважины. Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения различных солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения смол, асфальтенов, парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины. Поэтому большое значение приобретают методы интенсификации добычи нефти, которые позволяют восстановить, а нередко и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин.

Одним из наиболее распространенных видов воздействия на призабойную зону являются солянокислотные обработки (СКО) скважин. Основное назначение СКО в карбонатных пластах заключается в увеличении проницаемости коллектора в обрабатываемой зоне за счет увеличения объема пустотного пространства в породе при взаимодействии ее с кислотой. Однако, несмотря на значительные успехи, достигнутые в деле повышения продуктивности скважин, эксплуатирующих карбонатные отложения, опыт применения СКО показал, что ее эффективность в традиционном исполнении стала в последнее время снижаться [1].

Для увеличения глубины воздействия кислотным составом и тем самым повышения

эффективности СКО карбонатного коллектора в последнее время на нефтепромыслах широко применяют солянокислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП).

Сущность КГРП заключается в последовательном циклическом нагнетании в пласт высоковязкой жидкости и соляной кислоты. В начале процесса происходит образование трещины, нагнетаемая следом кислота (с замедлителем реакции) разъедает породу вдоль трещины, а следующий цикл (высоковязкая жидкость + соляная кислота) позволяет временно изолировать высокопроницаемые участки, пересекаемые образованной трещиной, от кислотного воздействия, направляя кислоту в низкопроницаемые зоны. Тем самым создаются условия для приобщения ранее неработающих пропластков и повышения производительности скважин. В данной технологии проппанты (расклинивающие материалы) не применяются.

В лаборатории реагентов для ГРП, технологии их получения и применения Института промысловой химии при РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина ведутся работы по исследованию загустителей кислот для солянокислотного гидравлического разрыва пласта с целью упрощения технологии КГРП и снижения экономических затрат за счет использования единой жидкости — загущенного кислотного состава.

К жидкости разрыва для ГРП предъявляются два основных требования: она должна обладать регулируемой в широком диапазоне вязкостью и низкой фильтратоотдачей.

В свою очередь, к полимерам, используемым в процессах повышения нефтеотдачи, предъявляются следующие требования [2]:

- хорошая загущающая способность;

- стойкость к сдвиговой деструкции;
 - высокая растворимость в воде при различных температурах, составах электролита и в присутствии стабилизирующих агентов;
 - низкая степень удерживания (менее 20 мг/г).
- Все полимеры адсорбируются на породу пласта в той или иной степени, удерживание может быть обусловлено закупоркой, улавливанием, фазовым разделением или другими механизмами;
- химическая стойкость;
 - биологическая устойчивость, т. е. способность не разрушаться под действием бактерий.

К полимерам, которые наиболее полно отвечают предъявляемым требованиям, относятся микробные полисахариды, сохраняющие вязкостные свойства в растворах кислот. Таким образом, представляется возможным рассматривать их в качестве загустителей кислотных систем с целью их применения в технологиях кислотного гидравлического разрыва пласта.

Особенностью микробных полисахаридов является наличие в их составе большого числа функциональных химически активных групп: гидроксильных, карбоксильных, карбонильных, ацетатных и др. Наличие этих групп в составе их молекул открывает возможность их химической модификации с целью придания им ценных в практическом отношении свойств: поверхностно-активных, гелеобразующих, антикоррозионных и др.

Лидерами в производстве микробных полисахаридов являются компании «Рон Пуленк», «Статойл», «Келко Мерк». Зарубежный опыт показывает, что современная технология получения биополимеров позволяет организовать их производство непосредственно на промыслах. Примечательно, что наряду с химическими фирмами выпуск биополимеров освоен непосредственно нефтедобывающими компаниями (Standart Oil, Shell, Petroferm) [3].

Из всех микробных полисахаридов, используемых в добыче нефти, наибольшей совокупностью требуемых технологических качеств обладает ксантан – экзополисахарид фитопатогенных бактерий *Xanthomonas Campestris*, выпускаемый под разными торговыми марками: Rhodopol-23P, Zibozan, Flowzan, Flo-Vis и Ксантан (ксантановая смола, ксантановая камедь, ксантановая резина).

Основная цепь ксантана (кор) построена аналогично целлюлозе (1–4-β-гликопираноза), а в ответвлениях кора – трисахарид, состоящий из β-D-маннозы, β-D-глюкуроновой кислоты и α-D-манозы, остатки глюкуроновой кислоты и кислые пировиноградные группы придают молекулам ксантана анионный характер. Первичная структура ксантана представлена на рис. 1.

В результате взаимодействия боковых цепочек между собой и с кором образуются высшие структуры ксантана, обуславливающие его свойства (молекулярная масса ксантана варьируется от $2 \cdot 10^6$ до $15 \cdot 10^6$). В неионизованных растворах или при температурах выше 75°C молекулы ксантана приобретают скрученную конформацию, в которой боковые звенья завернуты вокруг основной цепи. Введение в такой раствор даже незначительного количества катионов приводит к формированию молекулами ксантана двойной спирали с ионами металла внутри.

Молекулы ксантана в водных растворах склонны к самоассоциации, и с повышением ионной силы раствора или концентрации полисахарида формируется гель. Он представляет собой трехмерную сетку, образованную из двойных спиралей ксантана, связанных межмолекулярными водородными связями. Уже при концентрации полисахарида 0,1% вязкость системы возрастает на порядок, а при 1,0% — в водном растворе формируется гель [2].

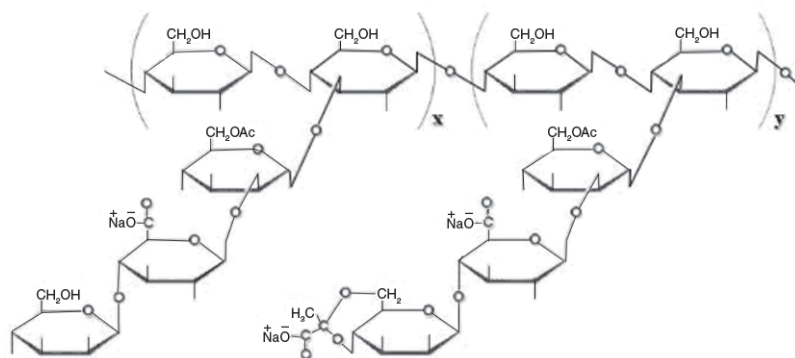


Рис. 1. Первичная структура ксантана

Табл. 1. Значения кинематической вязкости (при 20°C) ксантановых загустителей в зависимости от их концентрации в 12%-ной ингибированной соляной кислоте

Загуститель	Кинематическая вязкость (при 20°C) растворов ксантанов в 12%-ной ингибированной соляной кислоте, сСт	
	0,25%-ный раствор	0,5%-ный раствор
Xanthan GUM XC-CH	3,61	15,46
Xanthan GUM XCT	11,35	72,20
Ксантановая камедь	18,90	193,70
Xanthan 4	9,60	162,50
Xanthan GUM E-415	21,42	193,04

Ксантан находит очень широкое применение в косметической, пищевой, фармацевтической и других отраслях промышленности. В нефтяной промышленности ксантан используется как реагент для регулирования реологических свойств технологических жидкостей на водной основе, включая утяжеленные, соленые и соленасыщенные растворы, растворы на основе морской воды, различные жидкости для заканчивания скважин, бурения, глушения скважин, капитального ремонта скважин, изоляционных работ и т. д. Этот биополимер имеет ряд преимуществ: увеличивает вязкость раствора уже при небольших концентрациях; имеет хорошую тиксотропность и псевдопластичность; устойчив к окислению и ферментативному разложению; хорошо совместим со щелочами, кислотами, солями, поверхностно-активными веществами, биоцидами, синтетическими и органическими загустителями, безвреден как для окружающей среды, так и для человека. Особый интерес представляет свойство ксантановых полимеров не реагировать на pH среды [2–4].

В рамках поставленных задач были изучены вязкостные свойства ксантанов пяти марок (Xanthan GUM XC-CH, Xanthan GUM XCT, Ксантановая камедь, Xanthan 4, Xanthan GUM E-415), которые можно использовать в скважинах с пластовой температурой вплоть до 120°C. Для этого были определены значения кинематической вязкости ксантановых загустителей с концентрациями 0,25 и 0,5% в 12%-ной ингибированной соляной кислоте на вискозиметре ВПЖ-2. Полученные результаты представлены в табл. 1.

Таким образом, была выявлена зависимость кинематической вязкости (при 20°C) исследуемых ксантановых загустителей от их концентрации в 12%-ной ингибированной соляной кислоте и доказано, что ксантаны эффективно загущают кислоту. График (рис. 2) наглядно показывает, что при концентрации ксантанов 0,25% мас. значения кинематической вязкости кислотных растворов исследуемых биополисахаридов близки

и варьируются в пределах от 3,61 до 21,42 сСт. С повышением концентрации биополисахаридов до 0,5% мас. кинематическая вязкость растворов заметно увеличивается: для растворов Ксантановой камеди и Xanthan GUM E-415 — в 10 раз (до 193 сСт), Xanthan 4 — в 16 раз (до 162 сСт). Другие два загустителя (Xanthan GUM XC-CH и Xanthan GUM XCT) при увеличении концентрации до 0,5% мас. в растворе 12%-ной соляной кислоты не дали значительного увеличения кинематической вязкости.

Ксантановые полисахариды марок Ксантановая камедь, Xanthan 4 и Xanthan GUM E-415 могут применяться в качестве загустителей кислотных составов, поскольку по вязкости удовлетворяют требованиям, предъявляемым жидкостям ГРП (не менее 80 сСт).

Загущенные кислотные системы, содержащие 0,5% мас. выбранных ксантанов в 12%-ной ингибированной соляной кислоте, были протестированы на вискозиметре Rheotest-2 при различных скоростях сдвига. Полученные результаты динамической вязкости кислотных составов

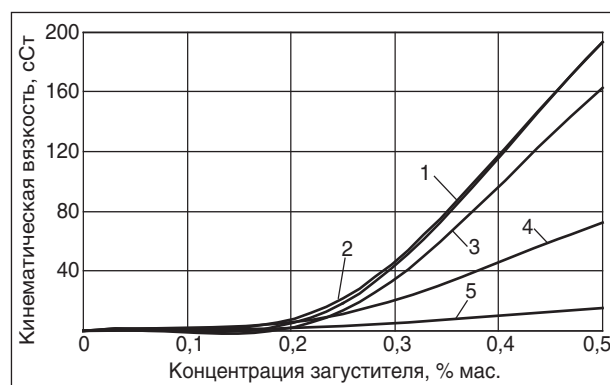


Рис. 2. Зависимость кинематической вязкости растворов ксантановых загустителей от их концентрации в 12%-ной ингибированной соляной кислоте: 1 — Xanthan GUM E-415; 2 — ксантановая камедь; 3 — Xanthan 4; 4 — Xanthan GUM XCT; 5 — Xanthan GUM XC-CH

Табл. 2. Значения динамической вязкости (при 20°C) растворов 12%-ной ингибированной соляной кислоты, содержащих 0,5% мас. ксантановых загустителей, в зависимости от скорости сдвига

Загуститель	Динамическая вязкость 0,5%-ного раствора загустителя в 12%-ной ингибированной HCl, мПа·с, при скорости сдвига, с ⁻¹			Показатель течения n	Мера консистенции жидкости k , Па·с
	40	170	511		
Ксантановая камедь	173,49	62,40	28,66	0,29	2,35
Xanthan 4	82,64	38,74	21,77	0,48	0,57
Xanthan GUM E-415	150,82	58,63	28,58	0,35	1,68

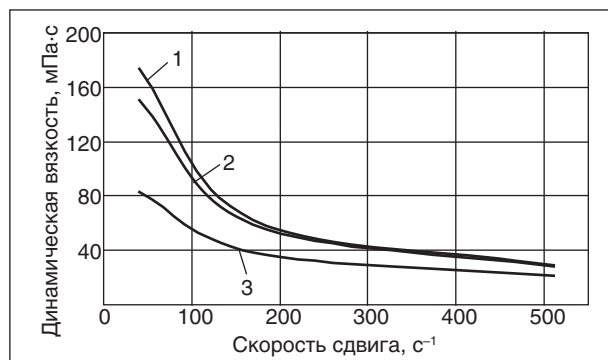


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости 0,5%-ных растворов ксантановых загустителей в 12%-ной ингибированной соляной кислоте от скорости сдвига: 1 — раствор ксантановой камеди; 2 — раствор Xanthan GUM E-415; 3 — раствор Xanthan 4

в зависимости от скорости сдвига представлены в табл. 2.

Следует отметить, что показатель неньютоновского течения варьируется в пределах 0,29 (Ксантановая камедь) — 0,48 (Xanthan 4), что, в свою очередь, свидетельствует о высокой структурированности изучаемых систем.

Из графика, представленного на рис. 3, видно, что с увеличением скорости сдвига динамическая вязкость 0,5%-ных солянокислотных

растворов ксантанов падает, причем в интервале 1,5–170 с⁻¹ падение вязкости значительно и составляет порядка 100 мПа·с для Ксантановой камеди и Xanthan GUM E-415 и около 50 мПа·с для Xanthan 4. Отсюда следует вывод, что кислотные составы, загущенные полимерами ксантанового ряда, являются псевдопластичными жидкостями. В течение нескольких секунд после снятия напряжения структура растворов быстро восстанавливается, что свидетельствует о наличии тиксотропных свойств.

Из представленных данных следует, что полимеры ксантанового ряда обладают хорошей загущающей способностью, химической стойкостью, хорошей структурированностью, псевдопластичностью и тиксотропностью.

Таким образом, по реологическим характеристикам исследованные ксантановые полисахариды могут быть использованы в качестве загустителей кислотных растворов для КГРП в низкотемпературных пластах.

Для предложения полученных высоковязких кислотных составов в качестве технологических жидкостей в процессе КГРП должны быть изучены реологические свойства этих растворов при различных температурах, в т. ч. и после нейтрализации соляной кислоты, а также исследованы их фильтратоотдача и деструкция.

Литература

1. Магадова Л. А., Силин М. А., Давлетшина Л. Ф. и др. Применение ксантановых загустителей в процессах кислотных обработок карбонатных коллекторов // Время колтюбинга. — 2008. — №3(025). — С. 23–25.
2. Козак Н. Микробный полисахарид — ксантан // Полимеры-деньги. — 2006, февраль. — №1 (№15).
3. Дерябин В. В., Титов В. И., Гарейшина А. З. и др. Биополимеры для нефтяной промышленности // (Обзор. информ. Сер. «Техника и технология добычи и обустройство нефтяных месторождений»). — М.: ВНИИОЭНГ, 1990. — 39 с.
4. Ибатуллин Р. Р., Глумов И. Ф., Хисаметдинов М. Р. и др. Биополимеры — полисахариды для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. — 2006. — №3. — С. 46–47.

M. A. Silin, L. A. Magadova, V. V. Ponomareva, I. F. Davletshina and M. M. Muchin
Study on Xanthan Viscosifier for the Technology of Acid Fracturing

Exopolysaccharides of xanthan series were investigated as acid viscosifiers for hydrochloric acid reservoir fracturing to simplify acid fracturing technology and to decrease costs by using only one fluid — gelled acidic composition. From the received data it follows, that polymers of xanthan series have the proper thickening capacity, chemical stability, structuredness, pseudoplasticity and thixotropy and can be used as acidic solutions viscosifiers for fracturing of low-temperature reservoirs.

Key words: Treatment with hydrochloric acid, acid fracturing, viscosifier, polysaccharides, xanthan.

Классификация нефтегазовых эксплуатационных объектов с оценкой степени сложности выработки запасов углеводородов

И. В. Кулешков, В. С. Колбиков, К. С. Басниев
ООО «НК «Роснефть», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Создана методика многофакторной классификации нефтегазовых и газонефтяных месторождений с количественной технико-технологической и экономической оценкой степени сложности выработки запасов углеводородов. Проведение работ по «классификации» может иметь большое значение при перспективном планировании освоения и ввода в разработку новых эксплуатационных объектов.

Ключевые слова: многофакторная классификация месторождений, изучение месторождений, нефтегазовые эксплуатационные объекты.

Цель проведения такой научно-исследовательской работы и методическая ее основа призваны конкретизировать выбор высокоэффективных систем разработки как новых изучаемых эксплуатационных объектов (на этапе подсчета запасов углеводородов), так и объектов, находящихся на ранней стадии промышленной разработки. Более того, при перспективном планировании ввода в разработку новых месторождений, «классификация» позволит осуществлять четкое ранжирование месторождений во времени на базе технологических и экономических критериев.

Приведем краткую формулировку понятия: «**нефтегазовый эксплуатационный объект**» — объект, отвечающий условиям, когда продуктивные отложения определенной стратиграфической формации насыщены фазами нефти и природного углеводородного газа (в форме газовой шапки) в единой гидрогазодинамической системе продуктивных пластов. Количественные значения фаз (нефти и природного газа) в эксплуатационном объекте определяют его углеводородную сущность и должны иметь соответствующее наименование. Так, например:

1) объект, содержащий нефть и природный углеводородный газ, где основной по отношению количеству запасов углеводородов является нефть, а природный газ представлен газовой шапкой небольших размеров, следует именовать — **нефтегазовый эксплуатационный объект**;

2) объект, содержащий нефть и природный углеводородный газ, где основным по количеству запасов углеводородов является природный газ, а нефть представлена сравнительно небольшой нефтяной оторочкой, следует именовать — **газо-нефтяной эксплуатационный объект**.

Естественно, что классификация перечисленных эксплуатационных объектов по степени сложности выработки запасов углеводородов будет иметь свои отличительные особенности.

Газовую шапку природного газа эксплуатационного объекта необходимо исследовать в двух ее разновидностях:

1-й вид — эксплуатационный объект с природным газом, не содержащим промышленной концентрации конденсата;

2-й вид — эксплуатационный объект с природным газом, содержащим промышленную концентрацию фракций углеводородного конденсата.

Разработку описываемых комбинированных эксплуатационных объектов обычно осуществляют с соблюдением двух промышленных подходов — с последовательной или одновременной выработкой запасов нефти и газа газовой шапки. Во втором случае — при одновременной выработки запасов нефти и газа должны соблюдаться условия сохранения полного баланса расхода пластовой энергии в нефтяной и газовой областях эксплуатационного объекта в течении всего периода выработки извлекаемых запасов нефти.

Сформулируем и систематизируем ряд **главных, базовых, положений**, которые позволили бы относить комбинированные эксплуатационные объекты к той или иной степени сложности выработки запасов нефти и газа. Вид и характеристика базовых положений задаются таким образом, чтобы они предельно охватывали комплекс природных и некоторых других отраслевых условий, при которых эксплуатационные объекты с их конкретной геологической характеристикой могли бы классифицироваться как благоприятные или с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа.

Таковыми главными, базовыми, положениями являются:

- 1) географическое размещение эксплуатационных объектов;
- 2) климатические и сейсмические условия района размещения эксплуатационных объектов;
- 3) особенности геологического (структурного) строения эксплуатационных объектов;
- 4) коллекторские (фильтрационные) свойства нефте- и газонасыщенных продуктивных отложений;
- 5) физико-химическая характеристика пластовой нефти и природного углеводородного газа газовой шапки;
- 6) гидрогазодинамическое — режимное состояние комбинированных эксплуатационных объектов;
- 7) принцип выработки запасов нефти и природного газа;
- 8) региональная или общепромышленная потребность углеводородного сырья как энергетического, так и химического на данном этапе времени и на ближайшую перспективу.

Приведем краткую расшифровку «базовых положений».

Положение 1. Географическое размещение эксплуатационных объектов:

- а) объект размещен в районе акватории водного бассейна (озера, моря, океана) на глубинах и удаленности от материка, препятствующих его вскрытию, промышленно освоенными техническими средствами и технологиями;
- б) объект расположен в районе со сложным рельефным состоянием земной поверхности (горные массивы, интенсивная заболоченность), что препятствует проведению буровых работ и строительству промысловых систем транспорта и сбора добываемой продукции промышленно освоенными техническими средствами и технологиями;
- в) объект находится в границах заповедной территории (под охраной государства), в районе которой не допускается нарушение экологической чистоты атмосферы и земной поверхности.

Условия подпунктов а и б могут быть исключены, но при случае, когда количество подвижных извлекаемых запасов нефти и природного газа является достаточным для окупаемости дополнительных капиталовложений и эксплуатационных затрат, связанных с созданием и промышленным освоением несерийных, вновь созданных технических средств и технологий, и с получением соответствующей экономической эффективности — денежной прибыли.

Положение 2. Климатические и сейсмические условия района размещения эксплуатационных объектов:

- а) чрезмерно низкие температуры воздуха в течение длительного периода года, препятствующие нормальным условиям строительства и обслуживания технических средств, используемых при разработке месторождения. Соблюдение этого фактора, также связано с экономическим фактором;
- б) сложный характер проявления вечной мерзлоты определенной толщи пластов, требующей применения специальных технологий строительства скважин и их нестандартных конструкций;
- в) высокая сейсмическая неустойчивость горных отложений с явлениями тектонических сдвигов и оползней.

Положение 3. Особенности геологического (структурного) строения продуктивных отложений:

- а) продуктивные нефте- и газонасыщенные отложения расчленены тектоническими (или литологическими) нарушениями на отдельные участки (зоны) с полной гидродинамической разобщенностью. Запасы углеводородов каждого участка (зоны) должны быть достаточными для окупаемости процессов их выработки современными технологиями. Согласно [1] количественные показатели степени расчлененности продуктивных отложений устанавливаются путем расчета коэффициентов (индивидуально для нефте- и газонасыщенной областей):
- распространения пласта-коллектора по площади:

$$K(S) = \frac{\sum_{i=1}^M S_i}{MS},$$

где S_i — площадь нефтеносности (газонасности) каждого участка (зоны); S — общая (суммарная) площадь участков; M — количество участков (зон),

— распространения пласта-коллектора по объему:

$$K(V) = \frac{\sum_{i=1}^M S_i h_i}{S h},$$

где h_i — средняя нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина данного участка; h — средняя нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина всех участков.

Для комбинированных эксплуатационных объектов расчеты ведутся индивидуально для нефтяной и газовой областей;

б) эксплуатационные объекты, залегающие на больших глубинах с малыми подвижными (извлекаемыми) запасами углеводородов, выработка которых экономически нерентабельна.

Положение 4. Коллекторские (фильтрационные) свойства продуктивных отложений:

– коллекторские (фильтрационные) свойства продуктивных отложений не обеспечивают получения экономически рентабельных дебитов нефтяных и газовых скважин. Минимально допустимые количественные значения коллекторских (фильтрационных) свойств продуктивных отложений оцениваются по параметрам, влияющим на интенсивность притока флюида к скважинам.

А) Для нефтенасыщенной области эксплуатационного объекта:

а) рассчитывается коэффициент подвижности нефти и газа (с данной природной характеристикой по вязкости) в продуктивном коллекторе:

$$k/\mu_n, k/\mu_r$$

где k — коэффициент физической проницаемости нефтенасыщенных коллекторов с размерностью мкм^2 ; μ_n, μ_r — вязкость природной пластовой нефти и газа, $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Эксплуатационные объекты с трудноизвлекаемыми запасами нефти, вязкость которой превышает 30 $\text{мПа}\cdot\text{с}$, в соответствии с современными опытными данными будут характеризоваться значениями, равными от $5,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$ и менее;

б) определенную положительную роль может играть величина эффективной нефтенасыщенной толщины объекта, когда даже при низких значениях коэффициента подвижности (k/μ_n), добывающие скважины могут перейти в категорию экономически рентабельных по дебитам. В данном случае оцениваются количественные значения коэффициента гидропроводности:

$$kh_{\text{эф}}/\mu_n$$

Но в этом случае следует учитывать еще один фактор, когда увеличение параметра $h_{\text{эф}}$ приводит к существенному осложнению в обеспечении благоприятных условий по охвату неоднородных коллекторов процессами вытеснения агентами воздействия.

Таким образом, основным природным параметром для оценки степени сложности выработки запасов нефти остается коэффициент подвижности k/μ_n .

Б) Для газонасыщенной области эксплуатационного объекта:

– рассчитывается коэффициент подвижности газа в продуктивном газонасыщенном коллекторе как обратная величина удельного коэффициента фильтрационного сопротивления. Известно [2 и др.], что закономерность притока газа к скважине описывается «нелинейной двучленной формулой» (впервые предложена Е. М. Минским) вида:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aQ_r + bQ_r^2,$$

где a и b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, являющиеся параметрами природной характеристики коллекторов и насыщающих их флюидов.

При плоскорадиальной стационарной фильтрации газа к совершенной скважине эти коэффициенты определяются по зависимостям:

$$a = \frac{\mu(p, T) Z(p, T) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{\pi k h T_{\text{ст}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}};$$

$$b = \frac{p_{\text{ат}} p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} Z(p, T)}{2\pi^2 l h^2 T_{\text{ст}}} \left(\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} \right).$$

Все параметры, входящие в эти формулы, являются стандартными, и нами они не расшифровываются.

В нашем случае достаточно осуществлять расчет только одного коэффициента фильтрационного сопротивления для газа. Количественное его значение для последующих исследований принимается как обратная величина, то есть не фильтрационное сопротивление, а параметр подвижности газа в данной пластовой среде.

Положение 5. Физико-химические свойства пластовых флюидов комбинированных эксплуатационных объектов.

Физико-химические свойства пластовых флюидов комбинированных эксплуатационных объектов оказывают существенное влияние на сложность и степень выработки запасов углеводородов из пласта или системы пластов.

Важную роль при этом играют следующие параметры:

а) для нефти — величина ее вязкости в пластовых условиях и промышленное (или непромышленное) содержание редких металлов (ванадия, никеля, вольфрама и др.),

б) для природного газа — термодинамические условия выпадения конденсата для случая, когда газ является газоконденсатным.

В 1983 г. на Международной конференции в Лондоне принята классификация физической характеристики нефти (по плотности и вязкости):

легкая нефть — $\rho_n < 0,870 \text{ г/см}^3$ и $\mu_n < 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$,

средняя нефть — $\rho_n = (0,870-0,920) \text{ г/см}^3$ и $\mu_n = (10-30) \text{ мПа}\cdot\text{с}$,
тяжелая нефть — $\rho_n > 0,920 \text{ г/см}^3$ и $\mu_n > 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

В современной практике разработки залежей нефти, вязкость которых превышает 30 мПа·с (категория тяжелых нефтей), в обязательном порядке применяются методы увеличения нефтеизвлечения (МУН), требующие в основном дополнительных капиталовложений. Следовательно, все эксплуатационные объекты, вязкость нефти которых превышает 30 мПа·с, относятся к категории с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Промышленное наличие редких металлов в углеводородном сырье является ценнейшим фактором, когда данные залежи углеводородов с любой категорией должны вводиться в разработку. Определяющим элементом для таких залежей (и их запасов углеводородов) является степень потребности в данных редких металлах. В силу вступает государственная политика и экономическая заинтересованность оператора-разработчика.

Для комбинированных (газонефтяных) эксплуатационных объектов основной критерий, определяющий степень сложности выработки запасов углеводородов, будет являться достаточным только для нефтесодержащей части объекта, так как выработка запасов нефти является строго опережающим условием.

Положение 6. Гидро-газодинамическое — режимное состояние продуктивных отложений комбинированных эксплуатационных объектов.

Из истории изучения и опыта разработки месторождений углеводородов известны различные *исключительные* режимные состояния комбинированных эксплуатационных объектов:

- а) с аномально высоким пластовым давлением (АВПД),
- б) нефти которых содержат очень большое количество растворенного газа,
- в) нефти которых содержат очень большое количество тяжелых фракций (парафинов и др.),
- г) содержащих нефти, у которых давление насыщения газом близко или равно начальному пластовому давлению,
- д) с широким диапазоном соотношений запасов нефти и газа,
- е) содержащих запасы нефти и газа с газоконденсатом, при этом термодинамические условия выпадения конденсата в жидкое состояние равны или близки к начальной природной характеристике данного объекта.

Положение 7. Принцип выработки запасов нефти и природного газа комбинированных эксплуатационных объектов.

Выработка запасов углеводородов газонефтяных и нефтегазовых эксплуатационных объектов осуществляется при строгом соблюдении определенной очередности выработки запасов нефти и газа. В основе очередности лежит соблюдение фактора, не допускающего опережающего темпа снижения пластового давления в газонасыщенной области объекта в сравнении с нефтенасыщенной областью. Сохранение энергетического баланса в газонасыщенной и нефтенасыщенной областях объекта достигается тогда, когда ведется опережающая выработка запасов нефти. При острой потребности природного газа в данный момент времени (региональная или государственная потребность) может допускаться строго синхронная одновременная выработка запасов нефти и газа с постоянным жестким контролем текущих пластовых давлений и положения газонефтяного контакта.

Положение 8. Потребность углеводородного сырья для энергетики и химической промышленности на данном этапе и ближайшую перспективу.

Заинтересованность государства в высоких темпах добычи углеводородного сырья в основном связана с крупными газонефтяными или нефтегазовыми месторождениями. Но при этом следует учитывать конкретные классификационные показатели по сложности технической, технологической и экономической выработки запасов углеводородов.

С учетом базовых положений (в порядке их описания) обосновываются конкретные критерии и их количественные значения, относящиеся комбинированные эксплуатационные объекты к типу объектов нормальных или с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Обоснование и методика расчета количественных значений критериев базовых положений

Наличие количественных показателей критериев каждого базового положения весьма важно как при индивидуальном изучении одного эксплуатационного объекта, так и, в большей степени при рассмотрении группы объектов. Если рассматривается группа объектов, в обязательном порядке проводится сопоставление критериев с оценкой степени сложности (в том числе и невозможности вообще) ввода в разработку эксплуатационных объектов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Рассмотрим особенности расчета количественных значений критериев базовых положений.

Главной особенностью при аналитическом исследовании классификационной характеристики перечисленных комбинированных эксплуатационных объектов является правильное определение количественных значений фазы природного газа для сопоставления с количественными значениями нефти. Следует особо подчеркнуть, что для исследований сложности процессов выработки запасов углеводородов **совершенно недопустимо** прямое отношение количества газа в газовой фазе (в м³) к количеству нефти в жидкой фазе (в м³) данного эксплуатационного объекта. Это связано с тем, что нефть и природный углеводородный газ имеют различные характеристики по теплотворным свойствам — главного энергетического критерия для углеводородов. В данном случае природный углеводородный газ должен быть приведен к субстанции, являющейся аналогом углеводорода в жидкой фазе — нефти, и только после этого допускаются исследования по их сопоставлениям.

Перевод углеводородного газа в субстанцию аналога жидкой фазы — нефти осуществляется путем учета отношения их теплотворных способностей согласно [3, 4]:

$$Q_{\text{зап}}^{\text{г}}(\text{CH}) = V_{\text{зап}}^{\text{г}} \frac{\Theta^{\text{г}}}{\Theta^{\text{н}}} \gamma_{\text{н}} \approx V_{\text{зап}}^{\text{г}} \gamma_{\text{н}} 1,035 \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. т,}$$

где $Q_{\text{зап}}^{\text{г}}(\text{CH})$ — запасы газа, приведенные к субстанции жидкой фазы — нефти; $V_{\text{зап}}^{\text{г}}$ — запасы углеводородного газа (натуральной фазы), тыс. м³; $\Theta^{\text{г}}/\Theta^{\text{н}}$ — отношение теплотворной характеристики газа и нефти; $\gamma_{\text{н}}$ — плотность газа, но уже приведенного к субстанции нефти, равная плотности нефти при стандартных условиях, т/м³.

Положение 1. Географическое размещение эксплуатационных объектов.

Это положение оценивается двумя критериями:

1-й критерий характеризуется удельной капиталоемкостью затрат, необходимых для промышленной разработки объекта:

$$K(\text{УКЗ}) = \frac{(N_{\text{СКВ}} \cdot \Pi_{\text{СКВ}} + \text{ОПП} + \text{ТТП} + \text{ЭЗ})}{Q_{\text{зап}}^{\text{извл}} \Pi_{\text{г}}},$$

где $K(\text{УКЗ})$ — критерий удельной капиталоемкости затрат, выраженный в безразмерных показателях; $N_{\text{СКВ}}$ — количество скважин на исследуемом объекте; $\Pi_{\text{СКВ}}$ — цена одной скважины; ОПП — капиталовложения на обустройство промысловой площади; ТТП — капиталовложения на транспорт и реализацию товарной продукции;

ЭЗ — эксплуатационные затраты за полный период разработки объекта; $Q_{\text{зап}}^{\text{извл}}$ — извлекаемые запасы углеводородного сырья (нефть + газ):

$$Q_{\text{зап}}^{\text{извл}} = Q_{\text{зап}}^{\text{нефти}} + Q_{\text{зап}}^{\text{суб.газа}},$$

$Q_{\text{зап}}^{\text{суб.газа}}$ — извлекаемые запасы газа (газовой шапки плюс газ, растворенный в нефти), приведенные к субстанции нефти.

При наличии ранее выполненных технико-экономических исследований:

$$K(\text{УКЗ}) = \frac{(\sum \text{КВ} + \sum \text{ЭЗ})}{Q_{\text{зап}}^{\text{извл}} \Pi_{\text{г}}},$$

где $K(\text{УКЗ})$ — критерий удельной капиталоемкости затрат; $\sum \text{КВ}$ — капитальные вложения на бурение скважин и обустройство промысловой площади; $\sum \text{ЭЗ}$ — эксплуатационные затраты и расходы на реализацию добытой продукции (нефть + газ); $\Pi_{\text{г}}$ — цена углеводородов (нефти+газа) на международном рынке на заданный момент времени.

2-й критерий — характеризуется удельной экономической рентабельностью разработки месторождения — $K(\text{УЭР})$:

$$K(\text{УЭР}) = \frac{\sum \text{ДР}}{\sum \text{ВРП}},$$

где $\sum \text{ДР}$ — суммарный денежный расход на разработку месторождения (за добытую продукцию) без затрат на разведку; $\sum \text{ВРП}$ — выручка от реализации добытой продукции.

Эксплуатационный объект является благоприятным к вводу в разработку (или продолжению разработки) при условиях, когда критерии:

$$K(\text{УКЗ}) < 1 \text{ и } K(\text{УЭР}) < 1.$$

Положение 2. Климатические и сейсмические условия района размещения эксплуатационных объектов.

Это положение оценивается так же, как и положение 1, двумя критериями: $K(\text{УКЗ})$ и $K(\text{УЭР})$.

Положение 3. Особенности геологического (структурного) строения продуктивных отложений эксплуатационных объектов.

Определяющим фактором этого положения являются: состояние геологической расчлененности эксплуатационного объекта (по разрезу и площади) и глубина его залегания. Исследования ведутся как совместно, так и индивидуально для нефтяной и газовой областей.

Согласно [1] количественные показатели степени расчлененности продуктивных отложений устанавливаются путем расчета по двум зависимостям:

а) распространения пластов-коллекторов по площади объекта:

$$K(F) = \frac{\sum_{i=1}^M F_i}{MF},$$

где F_i — площадь нефтеносности каждого продуктивного пласта или участка (зоны) залежи; F — площадь нефтеносности залежи или участков (зон) залежи; M — количество продуктивных пластов участков (зон) залежи;

б) распространения пластов-коллекторов по объему объекта:

$$K(V) = \frac{\sum_{i=1}^M F_i h_i}{F h},$$

где h_i — средняя нефтенасыщенная толщина данного пласта или участка; h — средневзвешенная (по площади) нефтенасыщенная толщина всех продуктивных пластов или участков.

Коэффициенты критериев выдержанности пластов-коллекторов по площади и объему выражаются относительными показателями в сравнении с идеальным объектом без выклинивания пластов-коллекторов:

1-й критерий:

$$K(\text{ВП})_F = \frac{K(F)_c}{K(F)_o} = \frac{1}{K(F)_o},$$

где $K(\text{ВП})_F$ — коэффициент распространения пластов-коллекторов по площади объекта; $K(F)_c$ — коэффициент идеального объекта без выклинивания продуктивных пластов по площади нефтеносности объекта; $K(F)_o$ — коэффициент реального объекта с частичным выклиниванием продуктивных пластов;

2-й критерий:

$$K(\text{ВП})_V = \frac{K(V)_c}{K(V)_o} = \frac{1}{K(V)_o},$$

где $K(\text{ВП})_V$ — коэффициент распространения пластов-коллекторов по объему объекта.

Объекты с благоприятной характеристикой по выклиниванию продуктивных пластов, характеризуются критериями $K(\text{ВП})_F$ и $K(\text{ВП})_V$, равными 1. Значения $K(\text{ВП})_F$ и $K(\text{ВП})_V > 1$ указывают на возрастающую степень неоднородности объекта по выклиниванию продуктивных пластов.

3-й критерий. Эксплуатационные объекты, залегающие на больших глубинах.

Эксплуатационные объекты, залегающие на больших глубинах с малыми подвижными (извлекаемыми) запасами углеводородов, выработка которых может быть экономически рентабельной

или нерентабельной. Здесь главным критерием выступает только экономический фактор.

Коэффициент критерия глубины залегания объекта $[K(H)]$ рассчитывается как отношение глубины объекта исследований к предельно стандартной глубине, при которой бурение вертикальных скважин может вестись серийно выпускаемыми техническими средствами с широко освоенными технологиями — роторным и турбинным способами:

$$K(H) = \frac{H_{oi}}{H_{ct}}.$$

По техническим, технологическим и технико-экономическим параметрам строительства скважин предельное значение H_{ct} принимается равным не более 4000 м. Тогда коэффициент критерия глубины составит:

$$K(H) = \frac{H_{oi}}{4000}.$$

Таким образом, объекты, залегающие на глубинах с коэффициентом критерия $K(H)$ менее 1 являются стандартно благоприятными и более 1 — с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Положение 4. Коллекторские (фильтрационные) характеристики продуктивных отложений эксплуатационных объектов.

1-й критерий — коэффициент критерия коллекторской характеристики нефтенасыщенной области объекта $K(k/\mu_n)_1$ как относительный показатель параметра подвижности нефти k/μ_n в сравнении с благоприятным объектом легкой нефти:

$$K(k/\mu_n) = \frac{K(\text{ПЛН})}{(k/\mu_n)_{oi}},$$

где $(k/\mu_n)_{oi}$ — коэффициент подвижности нефти данного исследуемого объекта; $K(\text{ПЛН})$ — коэффициент подвижности легкой нефти благоприятного объекта:

$$K(\text{ПЛН}) = 100 \cdot 10^{-3} / 10 = 10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2/\text{мПа} \cdot \text{с},$$

тогда

$$K(k/\mu_n) = \frac{10 \cdot 10^{-3}}{(k/\mu_n)_{io}}.$$

2-й критерий — коэффициент критерия коллекторской характеристики нефтяного объекта как относительный показатель параметра гидропроводности $kh_{эф}/\mu_n$ в сравнении с благоприятным объектом легкой нефти:

$$\frac{K\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{\text{благ. объекта}}}{K\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{\text{иссл. объекта}}}.$$

Объекты с трудноизвлекаемыми запасами нефти комбинированного объекта характеризуются критериями $K(k/\mu_n)$ и $K(kh/\mu_n)$ более 1. Чем выше значения данных коэффициентов, тем выше степень сложности выработки запасов нефти.

Определенную положительную роль может играть величина эффективной нефтенасыщенной толщины объекта, когда даже при низких значениях коэффициента подвижности нефти (k/μ_n) добывающие скважины могут перейти в категорию экономически рентабельных по дебитам. В данном случае оцениваются минимальные количественные значения данного коэффициента.

Таким образом, основными природными параметрами для оценки комбинированных объектов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов являются коэффициенты подвижности k/μ и гидропроводности $kh_{эф}/\mu$ нефтяной области объекта — чем выше эти параметры, тем благоприятнее объект.

Положение 5. Физико-химические свойства пластовых флюидов – нефти и газа газовой шапки.

В этом положении основная роль связана с физико-химическими свойствами пластовой нефти. Наиболее важен учет такого параметра, как вязкость нефти в пластовых условиях.

Это положение оценивается одним критерием, количественная величина которого выражается как относительный показатель в сравнении с предельным значением вязкости легкой нефти (10 мПа·с).

1-й критерий – относительный показатель вязкости пластовой нефти:

$$K(\Phi X) = \frac{\mu_{ио}}{\mu_{лн}} = \frac{\mu_{ио}}{10},$$

где $\mu_{лн}$ — вязкость легкой нефти, принимается равной предельному значению согласно классификации, равному 10 мПа·с; $\mu_{ио}$ — вязкость пластовой нефти исследуемого объекта, мПа·с.

Коэффициент $K(\Phi X) = 3,0$ является предельно минимальным (в соответствии с классификацией нефтей) для объектов с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти. С убыванием коэффициента $K(\Phi X)$ менее 3,0 — комбинированный объект приобретает характеристику, благоприятную для выработки запасов нефти. С возрастанием коэффициента $K(\Phi X)$ более 3,0 — возрастает степень сложности выработки запасов нефти.

Для газа газовой шапки учитываются такие параметры, как содержание конденсата и его

термодинамическая характеристика конденсатообразования в пластовых условиях (переход конденсата в жидкую фазу).

Как отмечено выше, количественное содержание конденсата в природном газе выражается в двух видах — в его газообразной и жидкой фазах.

1. Удельное содержание конденсата в **газообразной фазе** в 1 м³ природного углеводородного газа — принимается по лабораторно-экспериментальным данным, обоснованным при подсчете запасов газа, тогда абсолютное содержание конденсата в **газообразной фазе** в начальных геологических запасах газа составит:

$$(V_k)_r = V_r^{зап} \Delta V_k, \text{ м}^3,$$

где $V_r^{зап}$ — начальные геологические запасы углеводородного газа, м³; ΔV_k — доля конденсата (газообразная фаза) в начальных геологических запасах природного газа, в долях.

2. Абсолютное содержание конденсата в **жидкой фазе** в начальных геологических запасах газа составит (в соответствии с рекомендациями [3] и [4]):

$$(V_k)_ж = (V_k)_r 1,035 \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3.$$

Следует отметить, что $(V_k)_r$ является стандартным количественным показателем содержания конденсата в природном газе, тогда как $(V_k)_ж$ характеризует более глубокое (истинное) представление о количественном содержании жидкого конденсата в энергетически равноценной углеводородной субстанции — нефти. И только $(V_k)_ж$ является статистическим показателем добычи нефти и конденсата на данном месторождении, в нефтедобывающем регионе или по России в целом.

С ростом количественных значений относительного содержания конденсата в природном углеводородном газе (более 10%) залежь переходит в категорию с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

2-й критерий — относительное содержание конденсата в газе газовой шапки:

$$K(V_k)_r = \frac{(\Delta V_k)_r^{oi}}{0,1}.$$

При значениях $K(V_k)_r > 1$ — объект переходит в категорию с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Критерии режимных параметров конденсатообразования выражаются относительными показателями критического давления и температуры к начальным параметрам пластового давления и температуры.

3-й критерий — величина относительного давления:

$$K(P_k) = P_k / P_{пл}^{нач}$$

где P_k — критическое давление начала конденсатообразования в пластовых условиях; $P_{пл}^{нач}$ — начальное пластовое давление в газовой шапке комбинированного объекта.

Этот критерий дает представление о граничных динамических условиях выработки запасов газа без проявления процесса выпадения конденсата в жидкую фазу в пластовых условиях. Положительный фактор — при $P_k / P_{пл}^{нач} < 1$. При $P_k / P_{пл}^{нач} = 1$ отсутствует запас пластовой энергии для разработки газоконденсатной залежи на природном газовом режиме. Требуется применение методов по синхронному поддержанию пластового давления, то есть объект переходит в категорию с трудноизвлекаемыми запасами газоконденсата.

4-й критерий — величина относительной температуры:

$$K(t_k) = t_k / t_{пл}$$

где t_k — критическая температура начала конденсатообразования в пластовых условиях; $t_{пл}$ — пластовая температура объекта.

Параметр относительной температуры $t_k / t_{пл}$ важен для правильного выбора технологии поддержания пластового давления в газоконденсатной части объекта. Положительный фактор — при $t_k / t_{пл} < 1$. $t_k / t_{пл} = 1$ является критическим состоянием, когда применяемые технологии воздействия на пласт не должны приводить к снижению пластовой температуры.

Положение 6. Гидрогазодинамическое режимное состояние комбинированных эксплуатационных объектов.

Из истории изучения и опыта разработки газонефтяных месторождений известны различные (иногда *исключительные*) режимные состояния эксплуатационных объектов. К числу основных режимных состояний можно отнести:

- а) упругий газо-водонапорный режим выработки запасов нефти, когда газовая шапка объекта контактирует с нефтяной оторочкой, а последняя — с водами водонапорного бассейна;
- б) упругий газовый и газо-водонапорный режимы выработки запасов газа газовой шапки;
- в) упругий газовый режим выработки запасов газа газовой шапки, тектонически или литологически замкнутых объектов;
- г) объекты с пластовым давлением, соответствующим гидростатическому напору — стандартные условия;

д) объекты с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

Объекты легкой маловязкой нефти с упругим газо-водонапорным режимом характеризуются высокоэффективной выработкой запасов нефти без применения методов воздействия на пласт.

Объекты тяжелой высоковязкой нефти с упругим газо-водонапорным режимом требуют обязательного применения технологий воздействия на пласт агентами, повышающими фильтрационную характеристику пластовой нефти (наиболее эффективными технологиями являются методы теплового воздействия). Такие объекты, безусловно, относятся к типу с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Упругий газовый и газо-водонапорный режимы выработки запасов газа газовой шапки относятся к категории высокоэффективных режимных состояний, но носят подчиненный характер от степени выработки запасов нефти. Упруго-водонапорный режим вступает в силу только после выработки извлекаемых запасов нефти. При этом применяемые сетки добывающих скважин и условия вскрытия газонасыщенных продуктивных пластов должны обеспечить высокий охват коллекторов процессом вытеснения газа пластовой водой.

Тектонически или литологически замкнутые объекты с упругим газовым режимом отличаются благоприятными условиями выработки запасов газа, но, как правило, с затухающими темпами, находящимися в прямой зависимости от темпа снижения пластового давления.

Критерий объектов с пластовым давлением, соответствующим гидростатическому напору:

$$K(P_{пл})_1 = P_{пл} / P_{гс} = 1,$$

где $P_{пл}$ — начальное пластовое давление в объекте разработки; $P_{гс}$ — пластовое давление в объекте соответствует гидростатическому напору.

Такие объекты относятся к категории с ограниченно благоприятными гидрогазодинамическими условиями.

Объекты с АВПД при равных прочих условиях отличаются двумя положительными факторами:

- сравнительно большими запасами газа (конденсата);
- большими запасами природной упругой энергии для выработки запасов нефти и газа (конденсата).

Следовательно, фактор АВПД является положительным для формирования эффективных процессов выработки запасов углеводородов.

Табл. 1. Расчетные показатели критериев базовых положений

Базовое положение	Критерии	Исходные данные к расчетам	Значения критериев
Положение 1	К(УКЗ)	$N_{\text{доб}} = 1696, N_{\text{наг}} = 501,$ $\text{Ц}_{\text{скв}} = 2,4 \text{ млн. руб.}, \text{ОПП} = 5589 \text{ млн руб.},$ $\text{ЭЗ} = 35,0 \text{ млрд руб.}, \text{Ц}_r = 130 \text{ долл/т} = 3900 \text{ руб/т},$ $Q_{\text{извл}} = 136,4 \text{ млн т}$	
	К(УЭР)	$\Sigma \text{ДР} = \quad \quad \quad \Sigma \text{ВРП} =$	0,457

В этом случае критерий объекта с АВПД в сравнении со стандартным объектом имеет следующую зависимость:

$$K(P_{\text{пл}})_2 = P_{\text{АВПД}}/P_{\text{гс}} > 1.$$

Положение 7. Принцип выработки запасов нефти и газа газовой шапки.

Выработка запасов углеводородов газонефтяных и нефтегазовых эксплуатационных объектов осуществляется при соблюдении определенной очередности выработки запасов нефти и газа. Прежде всего, осуществляется выработка запасов нефти с постоянным соблюдением условий:

$$P_{\text{пл}}^{\text{газа}} \geq P_{\text{пл}}^{\text{нефти}}.$$

То есть в основе очередности лежит соблюдение фактора, не допускающего опережающего темпа снижения пластового давления

в газонасыщенной области объекта в сравнении с нефтенасыщенной областью.

При острой потребности природного газа в данный момент времени (государственная потребность) может допускаться строго синхронная одновременная выработка запасов нефти и газа с постоянным жестким контролем текущих пластовых давлений и положения газонефтяного контакта. **Перемещение (подъем) газонефтяного контакта в газонасыщенную область объекта совершенно не допускается.** Такое явление приведет, как известно, к потере подвижных извлекаемых запасов нефти. Приведенное выше условие пластовых давлений ($P_{\text{пл}}^{\text{газа}} \geq P_{\text{пл}}^{\text{нефти}}$) остается в силе и в данном случае.

Положение 8. Потребность углеводородного сырья для энергетики и химической промышленности на данном этапе и ближайшую перспективу.

Табл. 2. Классификация комбинированных нефтегазовых месторождений по степени сложности выработки запасов нефти и газа

Базовые положения	Характеристики эксплуатационных объектов	Коэффициент критериев	Заключение степени сложности
1. Географическое размещение эксплуатационных объектов	Краткое описание района размещения объекта с количественными данными удаленности и глубин	$K(\text{УКЗ})$ $K(\text{УЭР})$	< 1 – благопр. < 1 – благопр.
2. Климатические и сейсмические условия района размещения объектов	Краткое описание условий района размещения объекта с количественными данными температуры, осадков, скорости ветра и др.	«	«
3. Особенности геологического (структурного) строения продуктивных отложений	Кратко излагаются: тип залежи, структурная форма, глубина залегания, начальные запасы углеводородов	$K(\text{ВП})_F$ $K(\text{ВП})_V$ $K(H)$	< 1 – благопр. < 1 – благопр. < 1 – благопр.
4. Коллекторские (фильтрационные) свойства продуктивных отложений	Кратко излагаются: тип коллектора, параметры его неоднородности, ФЕС, коэффициенты подвижности и гидропроводности	$K(k/\mu_n)$ $K(kh/\mu_n)$	1 и менее – благоприятные > 1 – неблагоприят.
5. Физико-химические свойства пластовых флюидов	Параметры пластовых флюидов	$K(\text{ФХ})$ $K(V_k)_r$ $K(P_k)$ $K(t_k)$	< 3 – благопр. < 1 – благопр. < 1 – благопр. < 1 – благопр.
6. Гидрогазодинамическое режимное состояние эксплуатационного объекта	Начальное и текущее пластовое давление в объекте, запас упругой энергии — отношение гидростатического давления к нач. пластовому давлению. Применяемые технологии воздействия на пласт. Коэффициенты компенсации отбора закачкой	$K(P_{\text{пл}})_1$ $K(P_{\text{пл}})_2$	> 1 – благопр. >> 1 – благопр.
7. Принцип выработки запасов нефти и природного газа	Последовательная выработка — нефть – газ, одновременная выработка — нефть + газ	$P_{\text{пл}}^{\text{газа}} \leq P_{\text{пл}}^{\text{нефти}}$	Благоприятные
8. Потребности углеводородного сырья	Государственная заинтересованность добычи углеводородов (и редких металлов) в данном административном районе страны	—	Технико-экономическая оценка

Опыт показывает, что заинтересованность государства в высоких темпах наращивания добычи углеводородного сырья в основном удовлетворяется вводом в разработку крупных нефтегазовых месторождений. Но при этом важно проводить предварительные исследования с установлением их классификационной характеристики по сложности технической и технологической выработки запасов углеводородов с оценкой экономической рентабельности.

Оценку классификационной характеристики комбинированных эксплуатационных объектов по уровню сложности выработки запасов углеводородов предлагается осуществлять индивидуально для каждого базового положения путем расчета его критериев. Установлены **5 степеней** сложности выработки запасов нефти и газа в целом для объекта:

1-я степень – месторождения, благоприятные к промышленной разработке, когда все восемь базовых положений характеризуются положительными критериями;

2-я степень – малая степень сложности, когда «отрицательный» фактор ограничен критериями **не более двух** базовых положений;

3-я степень – начальная средняя степень сложности, когда «отрицательный» фактор ограничен критериями **не более четырех** базовых положений;

4-я степень – полная средняя степень сложности, когда «отрицательный» фактор ограничен критериями **не более шести** базовых положений.

5-я степень – высокая степень сложности, когда «отрицательный» фактор связан со всеми базовыми положениями. По техническим, технологическим и экономическим факторам такие месторождения на современном этапе в разработку не вводятся.

В табл. 1 приводится рекомендуемая форма расчета показателей критериев, а в табл. 2 дана классификация комбинированных эксплуатационных объектов по их характеристикам и степени сложности выработки запасов нефти и газа.

Заключение

Создана методика многофакторной классификации нефтегазовых и газонефтяных месторождений с количественной технико-технологической и экономической оценкой степени сложности выработки запасов углеводородов.

Рекомендуется проведение исследований по классификации комбинированных месторождений осуществлять на этапах изучения месторождений (подсчета запасов углеводородов) и при составлении проектных документов разработки месторождений на ранних стадиях эксплуатации. Большое значение проведение работ по «классификации» может иметь при перспективном планировании освоения и ввода в разработку новых эксплуатационных объектов.

Представленный методический материал, безусловно, требует широкого обсуждения со специалистами отраслевой науки и производственных коллективов.

Литература

1. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. — М.: Недра, 1976. — 282 с.
2. Мирзаджанзаде А. Х., Кузнецов О. Л., Басниев К. С., Алиев З. С. Основы технологии добычи газа. — М.: Недра, 2003. — 879 с.
3. Джалалов К. Э., Колбикова В. В., Колбиков В. С. Технологические принципы проектирования и разработки глубоководных залежей с использованием естественной пластовой энергии // Научно-технический вестник Роснефть. — 2007. — № 5.
4. Патент РФ 2295028. Способ разработки глубоководных залежей углеводородов.
5. Технологическая схема опытно-промышленной эксплуатации залежи ПК1 и небазисных объектов Северо-Комсомольского месторождения. Фонды ООО «НК «Роснефть-НТЦ», 1999. Том 1. — 308 с.

I. V. Kuleshkov, V. S. Kolbikov and K. S. Basniev

Oil and Gas Production Facilities Classification with Complexity of Hydrocarbon Reserves Production Assessment

The method for multifactorial classification of oil & gas and gas-oil fields with quantitative technical, technological and economic appraisal of hydrocarbon reserves production complexity assessment was developed. Classification can have a considerable significance at forward planning of new production facilities exploration and commencement.

Key words: Deposits multifactorial classification, exploration, oil and gas production facilities.

Исследование изменения в процессе разработки относительных дебитов горизонтальных скважин с равномерным веерным размещением, неполностью вскрывших фрагмент залежи в виде сектора

З. С. Алиев, Б. Е. Сомов, М. А. Максимова
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В ранее опубликованных работах было установлено, что взаимодействие горизонтальных стволов происходит с различной интенсивностью. Этот фактор стал основанием для изучения задачи о влиянии изменения взаимодействия в процессе разработки горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин на их относительные дебиты при различных длинах горизонтальных стволов и одинаковых депрессиях на пласт.

Проведенные математические эксперименты, выполненные при достаточно точной постановке изучаемой задачи, и метод её решения подтвердили изменчивость относительных дебитов горизонтальных скважин в процессе разработки.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, равномерное веерное размещение, производительность горизонтальной скважины, относительный дебит.

На производительность горизонтальных скважин с равномерным и неравномерным веерным размещением влияет значительное число геологических, технических и технологических факторов.

К числу таких факторов относятся:

- радиус фрагмента залежи круговой формы, дренируемой горизонтальными скважинами;
- число скважин с равномерным или неравномерным веерным размещением. Этот фактор в ряде случаев заменяется углом сектора, дренируемого горизонтальным стволом;
- полнота вскрытия секторов горизонтальными стволами;
- величина создаваемых депрессий на пласт в скважинах;
- расстояние от центра фрагмента залежи круглой формы до входа в пласт горизонтальных стволов;
- образование депрессионной воронки в процессе разработки в центральной зоне фрагмента, связанное с веерным размещением скважин и фильтрационными свойствами газоносного пласта;
- потери давления по длине горизонтальных стволов, в особенности на их начальных участках;
- существенное взаимодействие скважин.

Веерное равномерное или неравномерное размещение горизонтальных скважин является обязательным при освоении месторождений нефти и газа с использованием платформ на шельфах. Достаточно часто и на материковых

месторождениях по различным причинам применяется веерное размещение горизонтальных скважин. Как правило, строительство платформ на шельфе требует значительных капитальных вложений, превышающих затраты на бурение всех скважин с этих платформ.

Веерное размещение скважин обуславливает взаимодействие скважин. При веерном размещении горизонтальных стволов форма зоны, дренируемой каждой скважиной, приобретает вид сектора (рис. 1). Это означает, что расстояние до границы зоны дренирования становится переменной величиной. Классическая форма зоны дренирования при вскрытии однородного пласта вертикальной скважиной справедливо принимается в виде круга. Это позволяет при решении задачи о притоке к вертикальной скважине продолжительность процесса стабилизации забойного давления и дебита с приемлемой достоверностью оценить по формуле

$$t_{\text{ст}} = \frac{c R_k^2 m \mu}{k P_{\text{пл}}}, \quad (1)$$

где c — безразмерный коэффициент, равный 0,122; R_k — радиус внешней границы зоны, дренируемой вертикальной скважиной, м; m — пористость, доли единицы; μ — вязкость газа, 10^{-3} Па·с; k — проницаемость пласта, м²; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Па.

При полном или частичном вскрытии сектора горизонтальным стволом величина R_k оказывается не радиусом до внешней границы

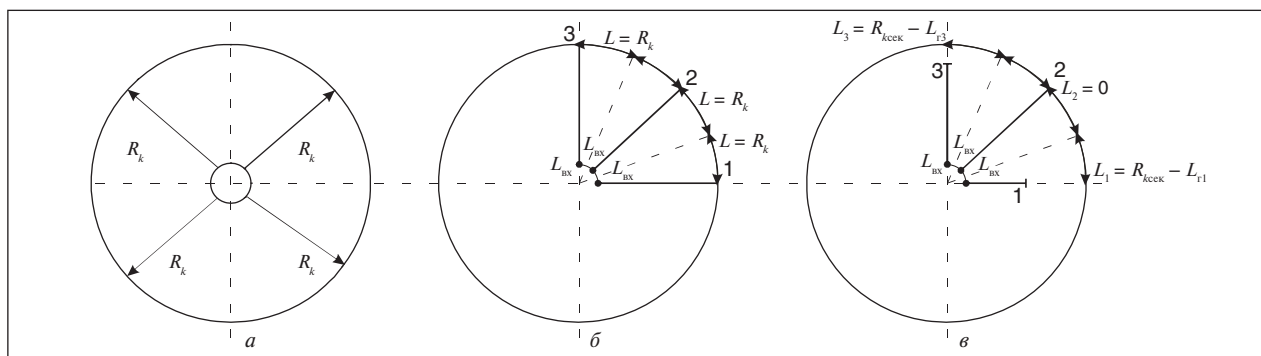


Рис. 1. Схемы зон, дренируемых: а — вертикальной скважиной; б — восемью горизонтальными равномерно веерно расположенными стволами одинаковой длины ($L_{fi} = R_{k,сек}$) и идентичными депрессиями на пласт; в — с аналогичными исходными данными, отличающимися только длинами горизонтальных стволов

зоны дренирования, а расстоянием от ствола скважины до границы с соседней скважиной и становится переменной величиной (см. рис. 1). На рис. 1, в, показана схема величины R_k при вскрытии фрагмента залежи круговой формы вертикальной и горизонтальными стволами с веерным размещением.

Как видно из рис. 1, б, при одинаковых длинах горизонтальных стволов $L_{fi} = R_{k,сек}$ и депрессиях на пласт расстояние до границы зоны дренирования между ними изменяется от $l_{i,вх}$ до $l_{Rk,сек}$. При числе горизонтальных скважин $n = 8$ величины $l_{i,вх}$ и $l_{Rk,сек}$ изменяются в диапазоне $39 \leq l \leq 1143$ м. Увеличение числа скважин приводит к уменьшению величин $l_{i,вх}$ и $l_{Rk,сек}$. Поэтому стабилизация дебита горизонтальной скважины происходит неодновременно, как это следует из формулы (1), полученной для вертикальной скважины. Для принятых в данной работе исходных данных процесс стабилизации дебита горизонтальной скважины продолжается в течение времени $t_{стр} = 110$ сут. В ходе проведения математических экспериментов было установлено, что взаимодействие горизонтальных стволов происходит с различной интенсивностью. Этот фактор стал основанием для изучения задачи о влиянии изменения взаимодействия в процессе разработки горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин на их относительные дебиты при различных длинах горизонтальных стволов и одинаковых депрессиях на пласт.

Авторы данной работы предполагают, что относительные дебиты горизонтальных скважин с равномерным веерным расположением на фрагменте однородной залежи круговой формы при одинаковых длинах и диаметрах таких скважин и депрессиях на пласт будут сравнительно постоянными в процессе разработки фрагмента. Однако при различных длинах горизонтальных

стволов и депрессиях на пласт из-за неравномерности распределения пластового давления в секторах, дренируемых отдельными скважинами в процессе разработки может измениться характер относительных дебитов.

В имеющихся к настоящему времени публикациях не существуют как в приближенной, так и в точной постановке исследования об изменении относительных дебитов горизонтальных скважин различной длины с равномерным веерным размещением на фрагменте залежи круговой формы.

Изучение поставленной задачи в данной работе осуществлено в точной постановке на примере фрагмента залежи круговой формы с использованием $n = 8$ горизонтальных скважин с равномерным веерным размещением при $L_{fi} \neq \text{const}$ и $\Delta P_i = \text{const}$. Такой способ решения поставленной задачи является единственным возможным. Для выбранного в данной работе численного метода нет ограничений, связанных с числом скважин с равномерным или неравномерным веерным размещением в круговом пласте длинами горизонтальных стволов; величинами депрессий на пласт в отдельных скважинах; расстоянием от центра круга до входа горизонтального участка ствола в газоносный пласт; емкостными и фильтрационными свойствами продуктивных пластов; наличием или отсутствием гидродинамической связи между пропластками, подошвенной воды; изменчивостью давления и дебита по длине горизонтальных стволов; изменением свойств пористой среды и насыщающих её флюидов от давления и температуры пласта, числом флюидов в пласте и их фазовыми переходами и т. д.

Теоретической основой использованного нами способа решения изучаемой задачи является система уравнений, имеющая вид

$$\operatorname{div}\left[k' \sum \frac{k_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^k}{\mu_{\alpha}} (\operatorname{grad} P_{\beta} - \rho_{\alpha} g \operatorname{grad}(\bar{z}))\right] - m' \frac{\partial}{\partial t} [\sum m_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} l_{\alpha}^k] - \sum Q_{\alpha}^k = 0, \quad (2)$$

где k — использованный в качестве индекса является числом компонентов; $k = 1, 2, 3, \dots, k$; α — число фаз. Если на рассматриваемом месторождении имеются газ, нефть и вода, то число фаз будет $\alpha = 3$.

Входящие в систему (2) параметры пористой среды и насыщающих её флюидов, как правило, зависят от давления, которое изменяется в результате создания депрессии на пласт и истощения залежи в процессе разработки. Поэтому для получения достоверных результатов необходимо параметры пласта и флюидов представить через соответствующие математические зависимости от давления и насыщенности фазами или полиномами. В абстрактной форме зависимость параметров от давления и насыщенности фазами может быть представлена в виде

$$\begin{aligned} \rho_{\alpha} &= \rho(\rho_{\alpha}); \quad l_{\alpha}^k = l(\rho_{\alpha}); \quad \mu_{\alpha} = \mu(\rho_{\alpha}); \\ m_{\alpha} &= m(\rho_{\alpha}); \quad k_1 = k(S_1); \quad k_2 = k(S_1, S_3); \\ k_3 &= k(S_3); \quad P_1 - P_2 = P_{1,2}^{\text{кан}}(S_1) \\ \text{и } P_1 - P_2 &= P_{2,3}^{\text{кан}}(S_3). \end{aligned} \quad (3)$$

В системе (2) k' и m' — проницаемость и пористость пласта в точке с координатами x, y, z соответственно. Величины $P_{\alpha}, \rho_{\alpha}, k_{\alpha}, \mu_{\alpha}, S_{\alpha}, l_{\alpha}$ — соответственно давление, плотность газа, относительная фазовая проницаемость, вязкость, насыщенность и доля k -го компонента в α -й фазе.

Решение системы (2) возможно при дополнительных замыкающих соотношениях, которые в рассматриваемом случае приняты, как это следует из теории многофазной фильтрации, в виде

$$\sum_{k=1}^K l_{\alpha}^k = 1; \quad \sum_{\alpha} S_{\alpha} = 1; \quad P_{\alpha} - P_{\beta} = P_{\alpha\beta}^c(S_{\alpha}). \quad (4)$$

Производительность источника (стока) k -го компонента, моделирующего скважину в системе, определяется равенством

$$Q^k = \sum Q_{\alpha}^k. \quad (5)$$

При решении поставленной задачи нами было принято изменение пористости от давления в виде

$$m_{\alpha} = m_{\text{ат}} + \beta_c (P_{\alpha} - P_{\text{ат}}), \quad (6)$$

где m_{α} — пористость, зависящая от давления; β_c — коэффициент сжимаемости коллектора;

$m_{\text{ат}}$ — пористость пласта при атмосферном давлении; P_{α} — давление α -й фазы.

Фазовые проницаемости для газа, нефти и воды k_1, k_2 и k_3 согласно [3] были приняты в виде зависимостей:

$$k_1 = \bar{k}_r = \left\{ \bar{k}_{\text{гои}} 16 S_r^2 [S_r - S_{\text{го}}]^3 [1 - \psi_r^r - S_{\text{го}}] \right\} / \left\{ 2 S_r^2 [2(1 - \psi_r^r) - 3 S_{\text{го}}] + 3 S_r S_{\text{го}} [3 S_{\text{го}} - 2(1 - \psi_r^r)] + S_{\text{го}} (1 - \psi_r^r) [4(1 - \psi_r^r) - 5 S_{\text{го}}] \right\}, \quad (7)$$

$$k_3 = \bar{k}_b = \left\{ \bar{k}_{\text{бои}} 16 S_b^2 [S_b - S_{\text{бо}}]^3 [1 - \psi_b^b - S_{\text{бо}}] \right\} / \left\{ 2 S_b^2 [2(1 - \psi_b^b) - 3 S_{\text{го}}] + 3 S_b S_{\text{бо}} [3 S_{\text{бо}} - 2(1 - \psi_b^b)] + S_{\text{бо}} (1 - \psi_b^b) [4(1 - \psi_b^b) - 5 S_{\text{го}}] \right\}, \quad (8)$$

$$k_2 = \bar{k}_h = \frac{k_{\text{хоиВ}}}{k_{\text{хоиВ}} k_{\text{хоиГ}}} \cdot \frac{X_1 X_2}{Y^2 Z^2}, \quad (9)$$

где $X_1 = k_{\text{хоиВ}} 16 S_h^2 [S_h - S_{\text{ноВ}}]^3 [1 - \psi_h^h - S_{\text{ноВ}}]$,

$$X_2 = k_{\text{хоиГ}} 16 S_{\text{ж}}^2 [S_{\text{ж}} - S_{\text{ноГ}}]^3 [1 - \psi_h^h - S_{\text{ноГ}}],$$

$$Y = 2 S_h^2 [2(1 - \psi_h^h) - 3 S_{\text{ноВ}}] + 3 S_h S_{\text{ноВ}} [3 S_{\text{ноВ}} - 2(1 - \psi_h^h)] + S_{\text{ноВ}} (1 - \psi_h^h) [4(1 - \psi_h^h) - 5 S_{\text{ноВ}}],$$

$$Z = 2 S_{\text{ж}}^2 [2(1 - \psi_r^r) - 3 S_{\text{ноГ}}] + 3 S_{\text{ж}} S_{\text{ноГ}} [3 S_{\text{ноГ}} - 2(1 - \psi_r^r)] + S_{\text{ноГ}} (1 - \psi_r^r) [4(1 - \psi_r^r) - 5 S_{\text{ноГ}}],$$

$$S_{\text{ж}} = 1 - S_r \text{ и } S_h = 1 - S_b, \quad (10)$$

В формулах (7)–(10) приняты следующие обозначения: k_b, k_r, k_h — относительные фазовые проницаемости по воде, газу и нефти; $S_h, S_r, S_b, S_{\text{ж}}$ — насыщенность пористой среды нефтью, газом, водой и жидкостью; $S_{\text{го}}, S_{\text{бо}}, S_{\text{но}}$ — остаточные насыщенности пор газом, нефтью и водой; $S_{\text{ноГ}}, S_{\text{ноВ}}$ — остаточная насыщенность нефти и воды в системе «газ—жидкость» и «нефть—вода» соответственно; $\psi_{\text{нВ}}, \psi_{\text{ВВ}}, \psi_{\text{нГ}}, \psi_{\text{ГГ}}$ — условные границы, в пределах которых фазовые проницаемости приняты постоянными; $k_{\text{гоиВ}}, k_{\text{боиВ}}, k_{\text{хоиВ}}$ и $k_{\text{хоиГ}}$ — относительные газо-, водо- и нефтепроницаемости при порогах подвижности воды, нефти и газа.

Решение системы (2) при соответствующих зависимостях параметров пористой среды и насыщающих её флюидов от давления (3), замыкающих соотношениях (4), начальных и граничных условиях методом неравномерной

разностной факторизации детально изложено в работах [1, 2] и др.

Создание геолого-математической модели фрагмента газовой залежи круглой формы, вскрытого с равномерным веерным расположением горизонтальных стволов с различными длинами, для изучения влияния на производительность таких скважин взаимодействия в процессе разработки

Геолого-математическая модель фрагмента залежи круглой формы при его вскрытии с равномерно веерно расположенными 8 горизонтальными стволами в силу симметрии может быть представлена только половиной круглого фрагмента. Радиус фрагмента, т. е. сектора, приходящегося на долю каждой горизонтальной скважины, принят $R_{\text{сек}} = 3100$ м, длины горизонтальных стволов, дренирующих одинаковые сектора с углом $\alpha = 45^\circ$, приняты: $L_{r1} = 800$ м, $L_{r2} = 3100$ м, $L_{r3} = 2200$ м, $L_{r4} = 1400$ м и $L_{r5} = 800$ м. При этом соседними стволами являются скважины $L_{r1} = 800$ м и $L_{r2} = 3100$ м; $L_{r2} = 3100$ м и $L_{r3} = 2200$ м; $L_{r3} = 2200$ м и $L_{r4} = 1400$ м, а также $L_{r5} = 800$ м и $L_{r4} = 1400$ м. При полном вскрытии сектора горизонтальным стволом имеет место $L_{r2} = R_{\text{сек}} = 3100$ м. При полной длине ствола для получения приемлемых реальных дебитов требуется создать незначительные депрессии на пласт и использовать адаптирующий к реальным условиям принятой модели скин-эффект, который в рассматриваемом случае был принят $S_R = 15$ единиц. Параметр анизотропии $\alpha = [k_g/k_r]^{0.5}$ принят $\alpha = 0,1$, что также позволило снизить дебит газа при длине горизонтального ствола $L_{r2} = R_{\text{сек}} = 3100$ м. Для выяснения влияния только взаимодействия на производительность горизонтальных скважин с равномерным веерным расположением в процессе разработки фрагмента все параметры фрагмента, включая и депрессию на пласт, поддерживались постоянными. Это позволило оценить относительные дебиты горизонтальных скважин с различными длинами стволов в процессе истощения фрагмента. Вход горизонтальных стволов в газоносный пласт осуществлен на расстоянии $R = 100$ м от центра круга независимо от длины стволов. Модель фрагмента, представляющего полкруга, представлена сеткой с размерами ячеек по координатам x, y, z , равными:

$\Delta X = 200; 200; 200; 200; 200; 200; 200; 200;$
 $200; 200; 200; 200; 200; 200; 200; 200$ м.
 $\Sigma \Delta X = 3200$ м;

$\Delta Y = 200; 200; 200; 200; 200; 200; 200; 200;$
 $200; 200; 200; 200; 200; 200; 200; 200$ м.
 $\Sigma \Delta Y = 3200$ м;

$\Delta Z = 8; 8; 8; 8; 8; 8; 8; 8$ м. $\Sigma \Delta Z = 56$ м.

Общее число ячеек в фрагменте составляет $N = 16 \times 16 \times 7 = 7392$.

Как было отмечено ранее, из-за размеров фрагмента, его фильтрационных свойств и взаимодействия стволов стабилизация забойных давлений и дебитов скважин различной длины наступила через $t = 110$ дней. В дальнейшем изменение дебитов скважин происходило в результате снижения пластового давления и образования депрессионной воронки вблизи центра фрагмента круглой формы в зоне входа горизонтальных стволов в газоносный пласт. Основные исходные данные и полученные результаты математических экспериментов приведены в табл. 1.

Анализ результатов математических экспериментов по изучению изменения в процессе разработки абсолютных и относительных дебитов горизонтальных скважин с равномерным веерным размещением при неполном вскрытии ими фрагмента залежи в форме сектора и постоянной депрессии на пласт

Для анализа результатов математических экспериментов по изучению изменения относительных дебитов горизонтальных скважин с веерным размещением в фрагменте залежи круглой формы в процессе разработки были использованы данные, полученные только после стабилизации забойных давлений, продолжительность которой составила $t_{\text{ст}} = 110$ дней. Такая длительная продолжительность процесса стабилизации связана со следующими факторами:

- фильтрационными свойствами использованного фрагмента пласта;
- распространением возмущения создаваемого на забое давления до границы зон, дренируемых скважинами с различными длинами горизонтальных участков стволов в диапазоне $800 \leq L_r \leq 3100$ м;
- взаимодействием горизонтальных стволов вблизи центра фрагмента залежи, имеющей форму круга;
- депрессиями, создаваемыми в скважинах;
- радиусом и углом секторов, вскрываемых горизонтальными скважинами;
- другими факторами.

Естественно, что даже при одинаковых размерах секторов, фильтрационных свойствах

Табл. 1. Исходные данные, принятые при изучении возможности изменения относительных дебитов горизонтальных скважин в процессе разработки при неполном вскрытии фрагмента залежи в форме сектора и постоянной депрессии на пласт $\Delta P = 3,66$ атм в результате взаимодействия скважин

Продолжительность разработки фрагмента t , годы	Толщина фрагмента h , м	Проницаемость k , мД	Параметр анизотропии	Скин-эффект S_R	Угол сектора α , °	Радиус сектора $R_{сек}$, м	% отбора от запасов при $L = 3100$ м	Дебит скважины при $L = 3100$, тыс. м³/сут	Относ. дебит при $L = 3100$ м	% отбора от запасов при $L = 2200$ м	Дебит скважины при $L = 2200$, тыс. м³/сут	Относ. дебит при $L = 2200$ м	% отбора от запасов при $L = 1400$ м	Дебит скважины при $L = 1400$, тыс. м³/сут	Относ. дебит при $L = 1400$ м	% отбора от запасов при $L = 800$ м	Дебит скважины при $L = 800$, тыс. м³/сут	Относ. дебит при $L = 800$ м
0,3	8, 8, 8, 8, 8	50	0,10	15	45	3100		1218	1,0		726	0,596		372	0,305		225	0,185
1	“	“	“	“	“	“	5,40	1182	1,0	3,00	686	0,580	1,50	368	0,311	0,90	223	0,189
5	“	“	“	“	“	“	25,40	1099	1,0	14,42	658	0,599	7,13	363	0,330	4,41	212	0,193
10	“	“	“	“	“	“	46,76	884	1,0	27,83	602	0,680	14,06	352	0,398	8,72	211	0,241
20	“	“	“	“	“	“	75,03	536	1,0	50,73	485	0,905	27,19	324	0,605	17,13	210	0,392
30	“	“	“	“	“	“	88,58	209	1,0	67,74	344	1,646	39,15	292	1,395	25,17	206	0,985
40	“	“	“	“	“	“	94,70	94	1,0	79,40	232	2,468	49,77	256	2,723	32,78	198	2,110
50	“	“	“	“	“	“	97,60	40	1,0	87,00	148	3,700	59,00	220	5,492	39,91	176	4,444
60	“	“	“	“	“	“				91,80	93	—	66,83	185	—	46,54	162	—
70	“	“	“	“	“	“				94,80	58	—	73,38	153	—	52,64	149	—
80	“	“	“	“	“	“				96,70	35	—	78,77	125	—	58,22	136	—
90	“	“	“	“	“	“				97,82	22	—	83,13	101	—	63,28	125	—

пласта и депрессиях на пласт в процессе разработки произойдет неидентичное истощение этих секторов из-за различия длин горизонтальных стволов. При заданных депрессиях на пласт в скважинах, их дебиты будут изменяться практически пропорционально длинам горизонтальных

стволов. Различные степени истощения секторов приведут к перетокам газа между ними.

Поэтому, по мнению авторов, это должно привести к изменению относительных дебитов горизонтальных скважин в процессе разработки. Это означает, что полученные относительные

Табл. 2. Изменение абсолютных и относительных дебитов скважин с различными длинами горизонтальных участков ствола, вскрывших фрагмент залежи в форме сектора при их веерном размещении и постоянной депрессии на пласт в процессе разработки

Процент отбора газа от запасов, %	Основные параметры скважины при длине $L = 3100$ м и $L_{отн} = 1,0$				Основные параметры скважины при длине $L = 2200$ м и $L_{отн} = 0,733$			
	Время соотв. % отбора t , сут	Депрессия ΔP , атм	Дебит Q , тыс. м³/сут	Относит. дебит $\bar{Q} = \frac{Q(L_i)}{Q(L = R_k)}$	Время соотв. % отбора t , сут	Депрессия ΔP , атм	Дебит Q , тыс. м³/сут	Относит. дебит $\bar{Q} = \frac{Q(L_i)}{Q(L = R_k)}$
10	110	3,66	1218	1,000	110	3,66	726	0,596
20		3,66	1158	1,000		3,66	680	0,585
30		3,66	1135	1,000		3,66	643	0,566
40		3,66	1060	1,000		3,66	591	0,557
50		3,66	944	1,000		3,66	523	0,554
60		3,66	865	1,000		3,66	476	0,550
70		3,66	765	1,000		3,66	415	0,543
80		3,66	618	1,000		3,66	323	0,523
90		3,66	470	1,000		3,66	222	0,473
100		3,66	270	1,000		3,66	124	0,457
		—	0			—		

Окончание табл. 2

Процент отбора газа от запасов, %	Основные параметры скважины при длине $L = 1400$ м и $L_{отн} = 0,467$				Основные параметры скважины при длине $L = 800$ м и $L_{отн} = 0,267$			
	Время соотв. % отбора t , сут	Депрессия ΔP , атм	Дебит Q , тыс. м ³ /сут	Относит. дебит $\bar{Q} = \frac{Q(L_i)}{Q(L=R_k)}$	Время соотв. % отбора t , сут	Депрессия ΔP , атм	Дебит Q , тыс. м ³ /сут	Относит. дебит $\bar{Q} = \frac{Q(L_i)}{Q(L=R_k)}$
	110	3,66	374	0,307	110	3,66	237	0,194
10		3,66	357	0,304		3,66	217	0,187
20		3,66	340	0,300		3,66	209	0,184
30		3,66	315	0,297		3,66	191	0,180
40		3,66	285	0,294		3,66	167	0,177
50		3,66	244	0,290		3,66	149	0,173
60		3,66	215	0,281		3,66	130	0,169
70		3,66	169	0,274		3,66	102	0,165
80		3,66	122	0,259		3,66	74	0,158
90		3,66	68	0,251		3,66	37	0,140
100		—				—		

дебиты на начальной стадии эксплуатации скважин через $t = 110$ дней окажутся переменными в процессе разработки и использование этих дебитов при прогнозировании показателей разработки газовых месторождений может привести к весьма существенным ошибкам.

Проведенные математические эксперименты, выполненные при достаточно точной постановке изучаемой задачи, и метод её решения подтвердили изменчивость относительных дебитов горизонтальных скважин в процессе разработки. Исходные данные, степени истощения отдельных секторов, вскрытых скважинами различной длины, и полученные при этом производительности скважин приведены в табл. 1 и 2.

Для идентификации интенсивности изменения относительных дебитов следует сопоставлять их величины при одинаковой степени истощения секторов, вскрытых горизонтальными стволами различной длины. На рис. 2 показано изменение дебитов в процессе разработки горизонтальными скважинами различной длины. Из этого рисунка следует, что тенденция снижения дебитов скважин с меньшей длиной горизонтального ствола менее существенна, чем в скважинах с большей длиной горизонтального ствола.

Из табл. 1 видно, что при длине горизонтального ствола, равной длине радиуса сектора $L_r = R_{сек} = 3100$ м, истощение запасов залежи в этом секторе заканчивается через $t = 50$ лет, тогда как в секторах, вскрытых горизонтальными стволами длиной $L_r = 2200$ м; 1400 м и 800 м, продолжительность истощения составляет $t = 90$ лет; 120 лет и 160 лет соответственно. Следует

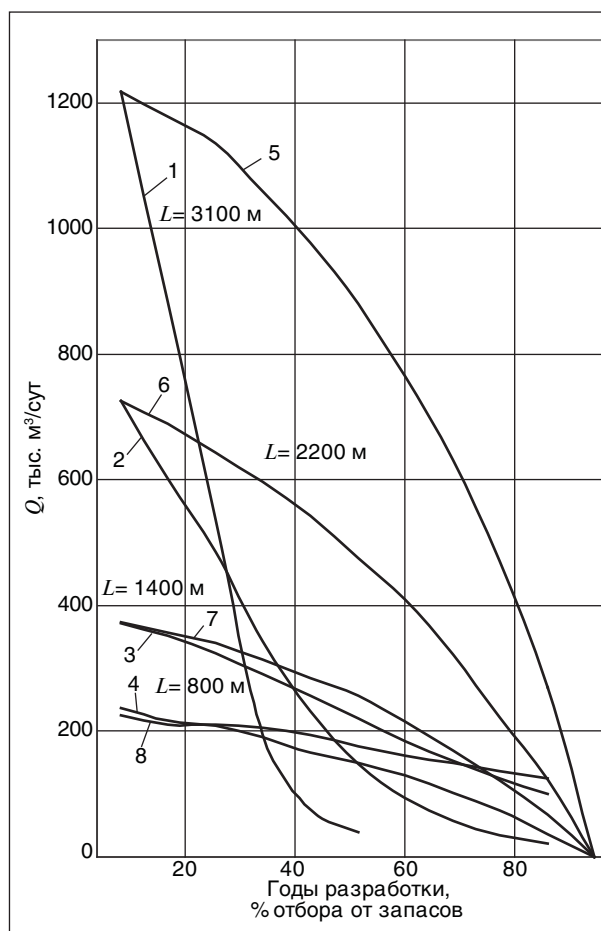


Рис. 2. Изменение дебитов скважин при различных длинах горизонтального участка во времени (кривые 1–4) и в зависимости от % отбора от запасов газа (кривые 5–8)

отметить, что основные перетоки газа происходят между соседними секторами, вскрытыми горизонтальными стволами $L_r = 3100$ м и $L_r = 800$ м. Как следует из рис. 2, ствол длиной $L_r = 3100$ м соседствует с двумя секторами, вскрытыми горизонтальными стволами $L_r = 800$ м и $L_r = 2200$ м. Поэтому наиболее существенное взаимодействие происходит между секторами, вскрытыми горизонтальными стволами $L_r = 3100$ м и $L_r = 800$ м. Приведенные в табл. 1 и 2 величины истощения секторов и дебиты скважин получены с учетом перетоков между секторами.

Одним из основных результатов, полученных проведенными математическими экспериментами, является то, что согласно данным табл. 2 относительные дебиты горизонтальных скважин в процессе разработки уменьшаются. В частности при длине горизонтального ствола $L_r = 2200$ м величина относительного дебита снижается:

$$\bar{Q}(t) = \frac{Q(t = 0,3 \text{ года}, L = 2200)}{Q(t = 0,3 \text{ года}, L = 3100)} = 0,596$$

$$\bar{Q}(t) = \frac{Q(t = 90 \text{ лет}, L = 2200)}{Q(t = 90 \text{ лет}, L = 3100)} = 0,457,$$

т. е. на 24%. Аналогичные снижения относительных дебитов в процессе разработки получены и при длинах горизонтальных стволов $L_r = 1400$ м и $L_r = 800$ м.

Кроме того, на интенсивность снижения относительных дебитов горизонтальных скважин с различными длинами, т. е. с различными вскрытиями секторов, в которых они размещены, влияют соотношения длин горизонтальных стволов в соседних секторах.

Проведенные в работе [1] исследования показали, что на величину относительных дебитов незначительно влияет проницаемость фрагмента залежи в форме сектора, вскрытого горизонтальной скважиной при равномерном веерном размещении таких скважин.

Как следует из табл. 1, в данной работе проницаемость пласта принята $k = 50$ мД, параметр анизотропии $\alpha = 0,1$, а скин-эффект $S_R = 15$ единиц. Степень влияния параметра анизотропии и скин-эффекта для пластов с различными емкостными и фильтрационными свойствами нами была изучена в работах [2, 3] и др. Поэтому полученные в данной работе результаты по изучению влияния процесса разработки на относительные дебиты горизонтальных скважин с равномерным веерным размещением в фрагменте залежи круговой формы могут быть с небольшой погрешностью использованы для залежей как с проницаемостью $k < 50$ мД, так и $k > 50$ мД. При этом следует отметить, что для пластов с более высокими значениями проницаемостей, чем в данной работе, относительные дебиты в процессе разработки будут снижаться менее интенсивно.

Литература

1. Алиев З. С., Сомов Б. Е., Ребриков А. А. и др. Возможность оценки дебита горизонтальной газовой скважины при неполном вскрытии фрагмента залежи, имеющей форму сектора: Методическое пособие. — М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2009.
2. Закиров С. Н., Сомов Б. Е. и др. Многомерная и многокомпонентная фильтрация. — М.: Недра, 1988.
3. Басниев К. С., Алиев З. С., Черных В. В. Методы расчетов дебитов горизонтальных, наклонных и многоствольных газовых скважин. Обз. информация. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. — М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 1999.
4. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. — М.: Недра, 1964.
5. Алиев З. С., Шеремет В. В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газоконденсатные пласты. — М.: Недра, 1995.

Z. S. Aliev, B. E. Somov and M. A. Maximova

Research on Change of Relative Flow Rate at the Development of Horizontal Wells with Equal Radial Well Pattern, which Has Noncompletely Opened up Reservoir Interclast in Form of Sector

In previous research it was determined, that horizontal well bore iteration occurs with different intensity. This factor is considered as a foundation of study on interaction change influence when horizontal and gas condensate wells development on their relevant flow rate at different horizontal well bores length and equal differential pressures.

Conducted mathematical experiments at sufficient considered problem definition and the method of solving this problem have confirmed relative flow rates variability at the process of development.

Key words: Horizontal wells, equal radial well pattern, horizontal well capacity, relative flow rate.

Редукционно-охладительные и охладительные установки для нефтехимических и теплоэнергетических предприятий

В. В. Ермолаев
ЗАО «Фирма «Союз-01»

В представленной статье приведен анализ конструкций и принципиальных схем серийных редукционно-охладительных (РОУ) и охладительных (ОУ) установок. Рассмотрены недостатки арматуры, охладителей пара и впрыскивающих устройств. Предложены новые конструкции РОУ и ОУ и их схемы с комплектацией измерительными приборами и датчиками давления и температуры. Проанализированы конструкции новых типов регулирующей арматуры с пневмоприводами по пару и воде. Дан анализ работы предлагаемых конструкций РОУ и ОУ и арматуры, входящей в её состав. Рассмотрена конструкция охладителя пара для технологических схем химических заводов с использованием впрыскивающего устройства с форсуночным распыливанием жидкости и повторным паровым дроблением за счёт расположения блока центробежных форсунок в узком сечении конфузора. Рассмотрены преимущества и принцип работы центробежных форсунок в винтовом завихрителе. Проанализированы процессы дробления капель жидкости в ускоряющемся газовом потоке конфузорного сопла. Дана оценка надёжности и долговечности предложенных конструкций РОУ и ОУ.

Ключевые слова: редукционно-охладительные установки, охладительные установки, центробежные форсунки, регулирующая арматура

Редукционно-охладительные установки (РОУ) широко используются на тепловых электростанциях для обеспечения пусков и остановов энергоблоков, аварийных сбросов пара, резервирования теплофикационных отборов турбин и др. РОУ предназначены для снижения давления и температуры пара до параметров, требуемых для конечного потребителя. Охладительные установки (ОУ) применяются только для снижения температуры пара при постоянном давлении. Довольно широкое применение РОУ и ОУ нашли в химической и нефтегазовой промышленности для подачи пара требуемых параметров, необходимых в технологических процессах.

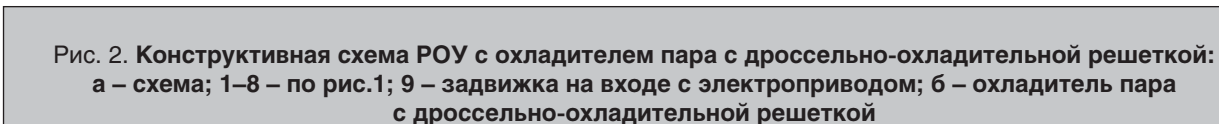
В настоящее время редукционно-охладительные установки на низкие давления пара (до 40 кгс/см²) на входе и с производительностью по редуцированному и охлажденному пару до 60 т/ч изготавливаются в соответствии с конструктивной схемой, показанной на рис. 1, а, б. Редукционно-охладительная установка, состоит из арматуры по линии пара и арматуры по линии впрыскиваемой воды. Паровая линия включает регулирующий (дроссельный) клапан поворотного типа 1, охладитель пара 2 с впрыскивающим соплом. Также в схему может быть установлено дроссельное устройство либо между регулирующим клапаном и охладителем пара, либо выполнено совместно с охладителем пара. Дроссельное устройство используется в случае необходимости редуцирования давления

ниже критического. На выходном трубопроводе устанавливаются импульсно-предохранительные устройства 3, 4. Причём их количество зависит от производительности РОУ. Так, на рис. 2 показана схема с двумя импульсно-предохранительными устройствами.

Арматура по линии воды в типовой схеме включает в себя: клапан регулирующий 5 с рычагом под электропривод, вентили запорные 6, клапан ручной игольчатый (регулирующий) 7, клапан обратный 8.

К недостаткам данной схемы можно отнести несовершенство конструкций регулирующего парового клапана и охладителя пара, обладающих низкой надёжностью. В серийных схемах применен ручной игольчатый регулирующий клапан 7, который установлен для ручного поддержания температуры на выходе РОУ в случае невозможности поддержания температуры пара на выходе в автоматическом режиме. Серийные РОУ и ОУ изготавливаются с арматурой, оснащаемой только электроприводами без возможности применения искровзрывозащиты и пневмоприводов.

В качестве регулирующих клапанов в серийных РОУ низких параметров используются клапаны поворотного типа серий 6с-8, 6с-9, 6с-13, показанные на рис. 3. Расход среды через клапан регулируется путем изменения площади проходного сечения окон, выполненных в седле 2, при повороте золотника 3 относительно гильзы



47

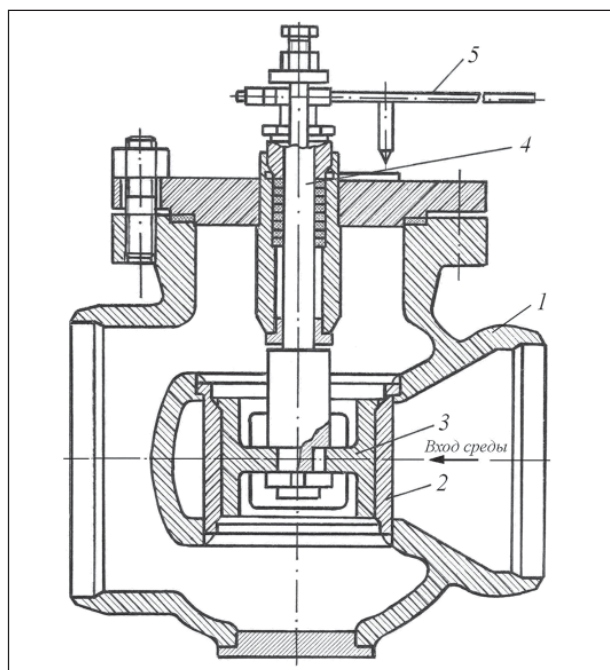


Рис. 3. Регулирующий клапан поворотного типа серий 6с-8; 6с-9; 6с-13 с рычагом: 1 – корпус; 2 – седло; 3 – золотник; 4 – шток; 5 – рычаг под электропривод МЭО

(седла). Клапан управляется посредством рычага 5, соединенного с приводом типа МЭО.

К недостаткам данной конструкции относится большой нерегулируемый расход в закрытом состоянии и частое заклинивание золотника при попадании механических частиц в кольцевой зазор между седлом и золотником, что требует расточки золотника с целью увеличения зазоров. Наличие соединительных шарниров между рычагом клапана и рычагом МЭО приводит к значительным люфтам, что сказывается на режимах регулирования. Также необходимо подчеркнуть, что корпус клапана выполнен методом литья в землю, который не обладает высоким качеством, что приводит к довольно частым образованиям свищей, трещин и разрушениям.

Необходимо подчеркнуть, что для серийных РОУ и ОУ используются конструкции охладителей пара (ОП), разработанные в середине 80-х годов прошлого века. В качестве впрыскивающих устройств ОП для РОУ применяются впрыскивающие сопла (рис. 1, б) либо дроссельно-охладительные решетки (рис. 2, б). Причем впрыск жидкости осуществляется через струйные отверстия довольно больших диаметров от 8 до 47 мм (впрыскивающие сопла). Основное распыливание достигается за счёт скоростного потока пара, дробящего струю впрыскиваемой жидкости в корпусе охладителя пара, что затруднено выполнить при низкой производительности

РОУ и ОУ. Для чисто охладительных установок (ОУ) в серийных конструкциях применяются впрыскивающие устройства с втулочными форсунками, которые создают на выходе пленку жидкости, распадающуюся на крупные капли.

Представленные охладители пара с серийными впрыскивающими устройствами не обеспечивают заданные требования по устойчивому поддержанию температуры на выходе установок РОУ и ОУ. Вследствие несовершенного впрыска и распыливания происходит заброс жидкости на горячие стенки охладителя пара и трубопровода, что приводит к возникновению высоких термических напряжений и соответственно к низкой надёжности и долговечности РОУ и ОУ в целом.

Как было уже сказано, РОУ и ОУ достаточно широко используется в нефтехимических производствах. На рис. 4 показана монтажно-технологическая схема подключения ОУ в существующих цехах производства капролактами окисления циклогексана. На рис. 5 показана технологическая схема установки РОУ. В схемах применены серийные конструкции и комплект поставки ОУ и РОУ. В охладителе пара РОУ предложено к применению впрыскивающее устройство в виде впрыскивающего сопла, а в ОУ в виде втулочной форсунки. Взамен указанным предлагаются редукционно-охладительная (РОУ) и охладительная (ОУ) установки, которые были разработаны и изготовлены для предприятия по производству азотных удобрений.

Принципиальная схема РОУ показана на рис. 6, а ОУ на рис. 7. В комплект поставки входит арматура по линии пара и линии воды, показывающим приборы давления и температуры, устанавливаемые непосредственно на трубопроводах, а также термопреобразователи и преобразователи давления.

Особенностью конструкции РОУ и ОУ является применение на линии воды запорно-дроссельного (регулирующего) клапана 2 с возможностью его установки как на корпусе охладителя пара 1а (рис. 6), так и на трубопроводе на удалении от охладителя. Также на линии воды установлен водяной фильтр 5, предотвращающий засорение форсуночных отверстий впрыскивающего устройства от посторонних включений (шлака, сварочного грата и др.). Вся регулирующая приводная арматура оснащена пневмоприводами. Используется мембранный — пружинный привод фирмы «Руст-95» (Россия) серий ПМ630НЗ, ПМ1000НЗУ (нормально — закрыт).

Приводы мембранные — пружинные типа МИМ (механизм исполнительный мембранный) предназначены для поступательного перемещения регулирующих органов арматуры в режимах

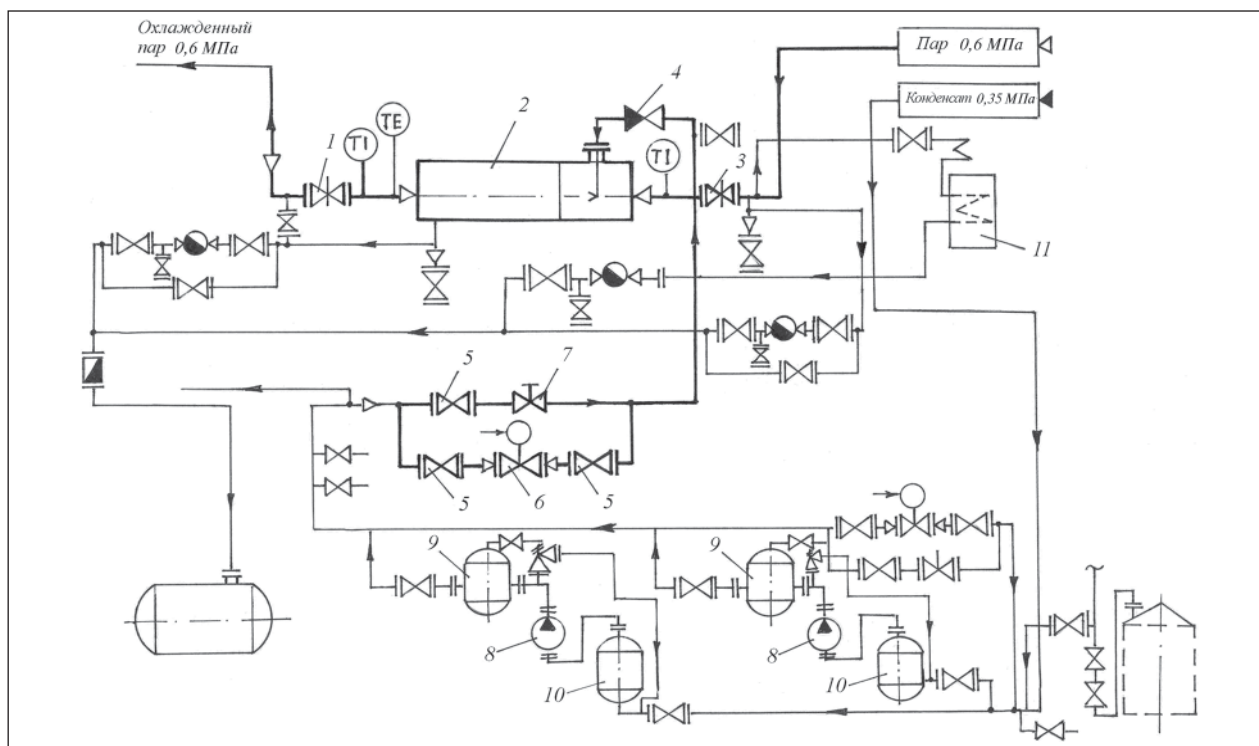


Рис. 4. Монтажно-технологическая схема подключения ОУ в существующих цехах производства капролактама окисления циклогексана. Арматура ОУ по пару: 1 – задвижка на входе Ду250; 2 – пароохладитель Ду200; 3 – задвижка на выходе Ду250. Арматура и оборудование ОУ по воде: 4 – клапан обратный Ду20; 5 – клапаны (вентили) запорные Ду20; 6 – клапан регулирующий Ду15 с пневмоприводом; 7 – вентиль регулирующий Ду20; 8 – насос водяной плунжерный; 9 – колпак на нагнетании насоса (компенсатор); 10 – колпак приемный; 11 – шкаф КИП

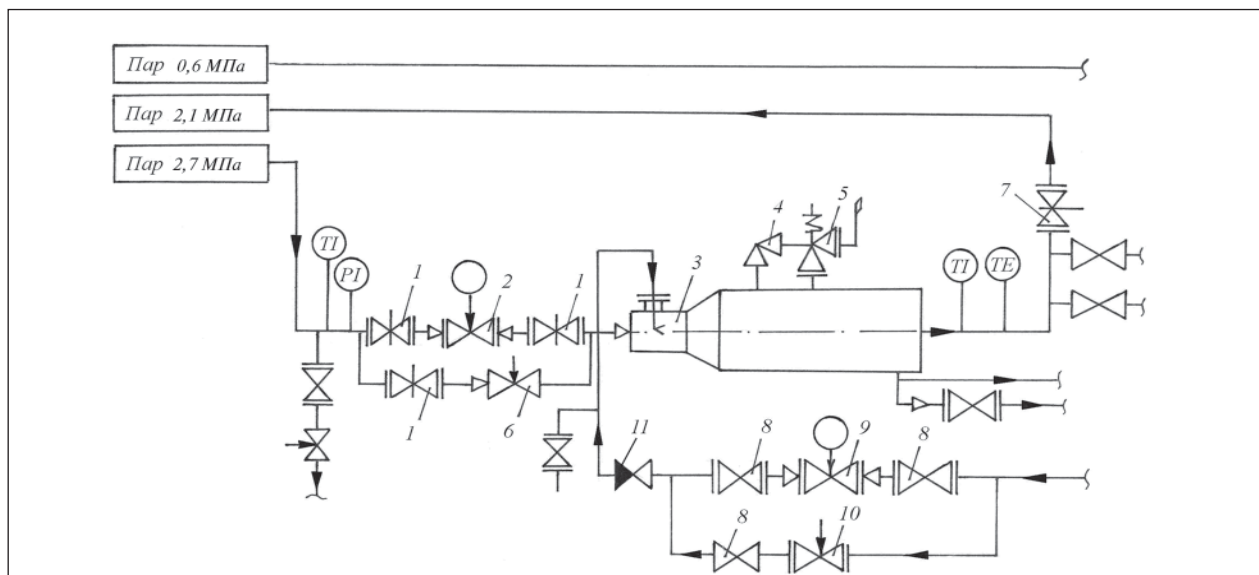


Рис. 5. Технологическая схема РОУ с обвязкой арматурой в схеме производства капролактама окисления циклогексана. Арматура РОУ по пару: 1 – запорная задвижка на входе Ду150; 2 – клапан дроссельный Ду50 с пневмоприводом; 3 – пароохладитель Ду80; 4 – клапан импульсный Ду20; 5 – клапан предохранительный Ду150; 6 – клапан регулирующий Ду50 ручной; 7 – запорная задвижка на выходе. Арматура РОУ по линии воды: 8 – запорные вентили Ду20; 9 – клапан регулирующий Ду15 с пневмоприводом; 10 – клапан регулирующий Ду20 ручной; 11 – клапан обратный Ду20

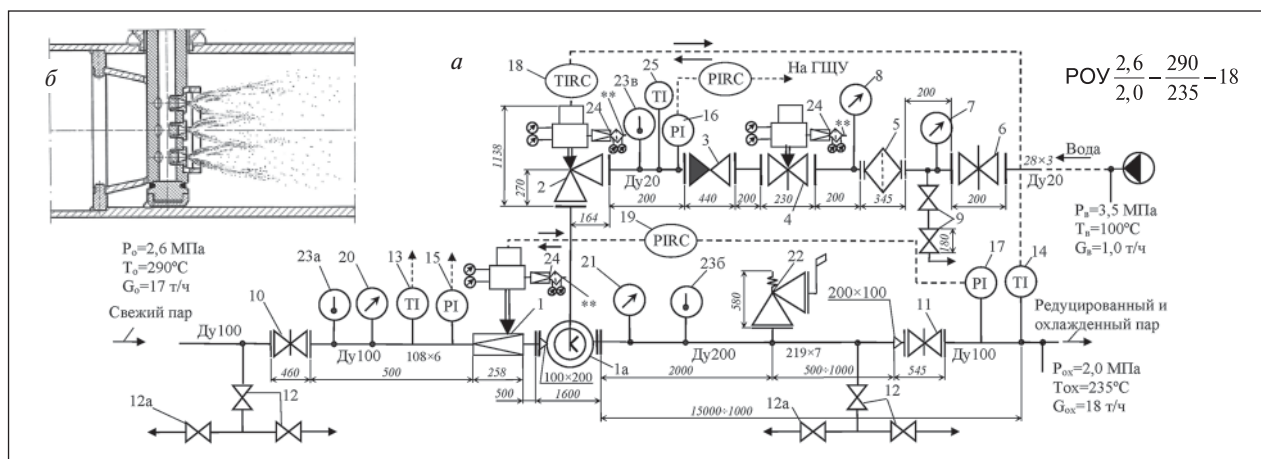


Рис. 6. Схема РОУ (а): Арматура и оборудование по линии пара: 1 – клапан регулирующий (дроссельный) Ду100; 1а – охладитель пара Ду100/200; 10,11 – задвижки Ду100 на входе и выходе; 22 – клапан предохранительный Ду80/150 пружинный; 12, 12а – вентили запорные Ду20 ревизии и продувки. Арматура по линии воды: 2 – клапан запорно-дроссельный Ду20 с пневмоприводом; 3 – клапан обратный Ду20; 4 – клапан запорный Ду20 с пневмоприводом; 5 – фильтр водяной Ду20; 6 – клапан запорный Ду20 ручной; 9 – вентили запорные Ду10. Приборы и датчики: 13, 14, 25 – термопреобразователи температуры; 15, 16, 17 – преобразователи давления с встроенным датчиком; 23а, 23б, 23в – биметаллические термометры (стрелочные); 7, 8, 20, 21 – манометры. б – проточная часть охладителя пара с впрыскивающим устройством с центробежными форсунками

автоматического или дистанционного управления. Управление осуществляется подачей воздуха давлением 2–4 кгс/см² в пневмоцилиндр с помощью командных сигналов, поступающих от регулирующих и управляющих устройств (датчиков давления и температуры) системы КИП.

Все электрооборудование пневмоприводов имеет исполнение по взрывозащите EXdIICT6, степень защиты от воздействия пыли и воды — IP65 (ГОСТ 14254). Входные и выходные сигналы по току составляют 4–20 мА.

Пневмоприводы оснащены взрывозащищенными двухпозиционными концевыми выключателями КВД610, позиционерами электропневматическими и редукторами давления — фильтр РДФ300.

В качестве запорной арматуры по линии воды используются шаровые краны, причем шаровой кран 4 (рис. 6) оснащен пневмоприводом четвертьоборотного типа с реечной передачей серии FestoDRE-8-R05-008-0, с электропозиционером ЭПП-Ех и полевым барьером типа 3770

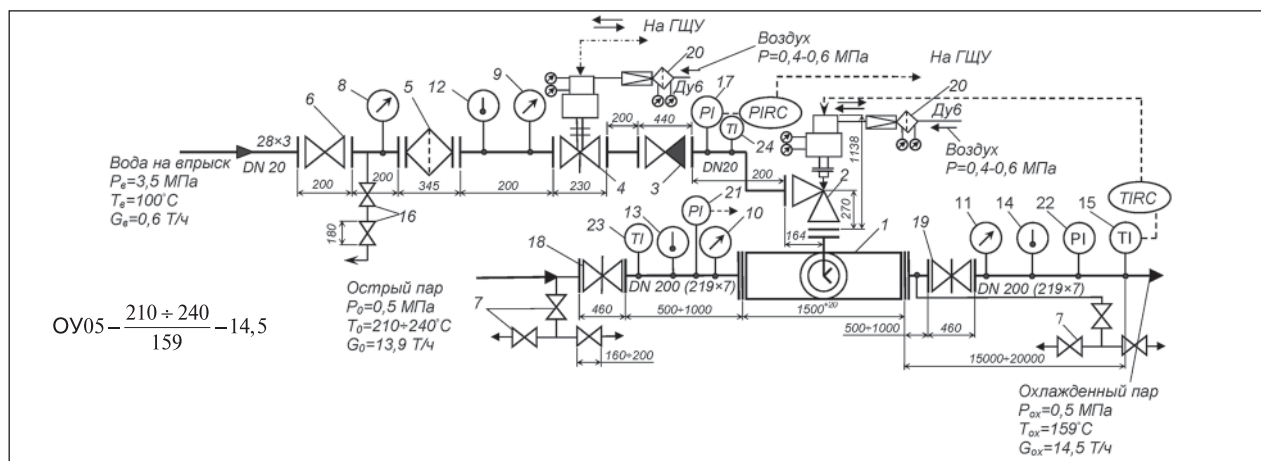


Рис. 7. Схема ОУ. Арматура и оборудование по линии пара: 1 – охладитель пара Ду200; 18,19 – задвижки Ду200; 7 – вентили Ду20 ревизии и продувки. Арматура по линии воды: 2 – клапан запорно-дроссельный Ду20 с пневмоприводом; 3 – клапан обратный Ду20; 4 – клапан запорный Ду20 с пневмоприводом; 5 – фильтр водяной Ду20; 6 – клапан запорный Ду20 ручной. Приборы и датчики: 15, 23, 24 – термопреобразователи температуры; 17, 21, 22 – преобразователи давления с встроенным датчиком; 12–14 – биметаллические термометры (стрелочные); 8–11 – манометры

«Samson», обеспечивающим взрывозащищенность ExdIICT6.

В качестве приборов контроля давления, которые устанавливаются на трубопроводах пара и воды установок ОУ и РОУ, применяются манометры типа МП160М с диапазоном измерения от 1 до 6 МПа. Манометры поставляются с отводами типа ОС56н и ОС56в с клапанами КПТЗ и КЗИС10 и бобышками типа БОС и демпферными устройствами типа ДУ.

Для измерения температуры непосредственно на трубопроводах применяются биметаллические термометры (стрелочные) типа ТБП160Ю (60/P-10–350)С-ГСТ с диапазоном измерения от 10 до 500°C. Термометры комплектуются бобышками типа БТБ.

Для измерения и преобразования давления применяются преобразователи давления типа «Метран-100». Преобразователи давления состоят из встроенного датчика давления и жидкокристаллического индикатора, встроенного в корпус электронного блока.

Датчики «Метран-100» поддерживают HART-протокол (коды МП2, МП3). С помощью управляющих HART-устройств осуществляются настройка датчика и сенсора, конфигурирование, калибровка, тестирование, считывание информации о переменных процессах, текущем диапазоне измерений и др. Данные датчики относятся к категории интеллектуальных датчиков давления. Применение микропроцессоров в разработке этих датчиков обеспечило им неоспоримые преимущества: улучшенную работу датчика в результате компенсации воздействия окружающей среды и дистанционную связь для получения диагностической информации. Датчики укомплектованы клапанным блоком с дренажным клапаном и блоками питания.

Для измерения температуры применяются термообразователи микропроцессорные типа ТСПУ Метран 276МП-Ех и ТСМУ Метран 274МП-Ех. В термопреобразователи входит чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика микропроцессорный преобразователь, который преобразует измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей. Диапазоны преобразуемых температур от –50 до +500°C. Термопреобразователи могут применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей, газов, паров и горючих жидкостей.

В соответствии с конструктивной схемой на рис. 8 принцип работы РОУ заключается в

следующем. Пар на входе с давлением 2,6 МПа и температурой 290°C поступает через открытую запорную задвижку 1 к дроссельно-регулирующему клапану 2, в котором происходит дросселирование пара до давления 2,0 МПа и его регулирование. Одновременно при включении в работу парового клапана дистанционно открывается шаровой клапан 7 (при предварительно открытом клапане 5) и запорно-дроссельный клапан 4 для подачи охлаждающей воды к форсункам впрыскивающего устройства охладителя пара 3. Регулирование подачи воды к форсункам осуществляется в зависимости от нагрузки РОУ.

Посредством специальных форсунок вода распыливается с максимальной дисперсностью (наименьший диаметр капель) в паровом потоке и охлаждает его до требуемой температуры (235°C).

Регулирующий (дроссельный) клапан, показанный на рис. 9, обеспечивает поддержание давления на выходе РОУ за счёт дросселирования пара с 2,6 МПа (изб.) до 2,0 МПа с обеспечением расхода редуцированного и охлажденного пара до 18 т/ч. Дросселирование давления и регулирование расхода пара происходят в проточной части клапана за счёт перемещения (поворота в вертикальной плоскости) дискового золотника 4 относительно дискового седла, в котором выполнены сегментные окна. Поворот золотника осуществляется за счёт перемещения зубчатой рейки штока 3, которая находится в постоянном зацеплении с зубьями золотника.

Клапан выполнен в корпусе 1, который зажат с помощью шпильчных соединений входным и выходным фланцами 2 и имеет улучшенные массогабаритные показатели, высокую ремонтопригодность и точность регулирования.

Запорно-дроссельный клапан 4, показанный на рис. 8, обладает повышенной надёжностью и высокой точностью регулирования расхода воды на впрыск. Клапанами аналогичной конструкции оснащаются пароохладители впрыска промежуточных пароперегревателей котлов, РОУ и БРОУ, используемых на ТЭЦ. В зависимости от перепада давления на клапане он может быть выполнен с одной или четырьмя ступенями дросселирования золотника. Данные клапаны не требуют дополнительной установки байпасного ручного клапана (малого расхода) для точной регулировки температуры пара на выходе охладителя пара. Клапаны поставляются на ТЭЦ и ТЭС РФ начиная с 1995 г. Конструкция клапана в угловом фланцевом корпусе позволяет располагать его непосредственно на фланце пароохладителя или на гйбе трубопровода. Фланцевые конструкции

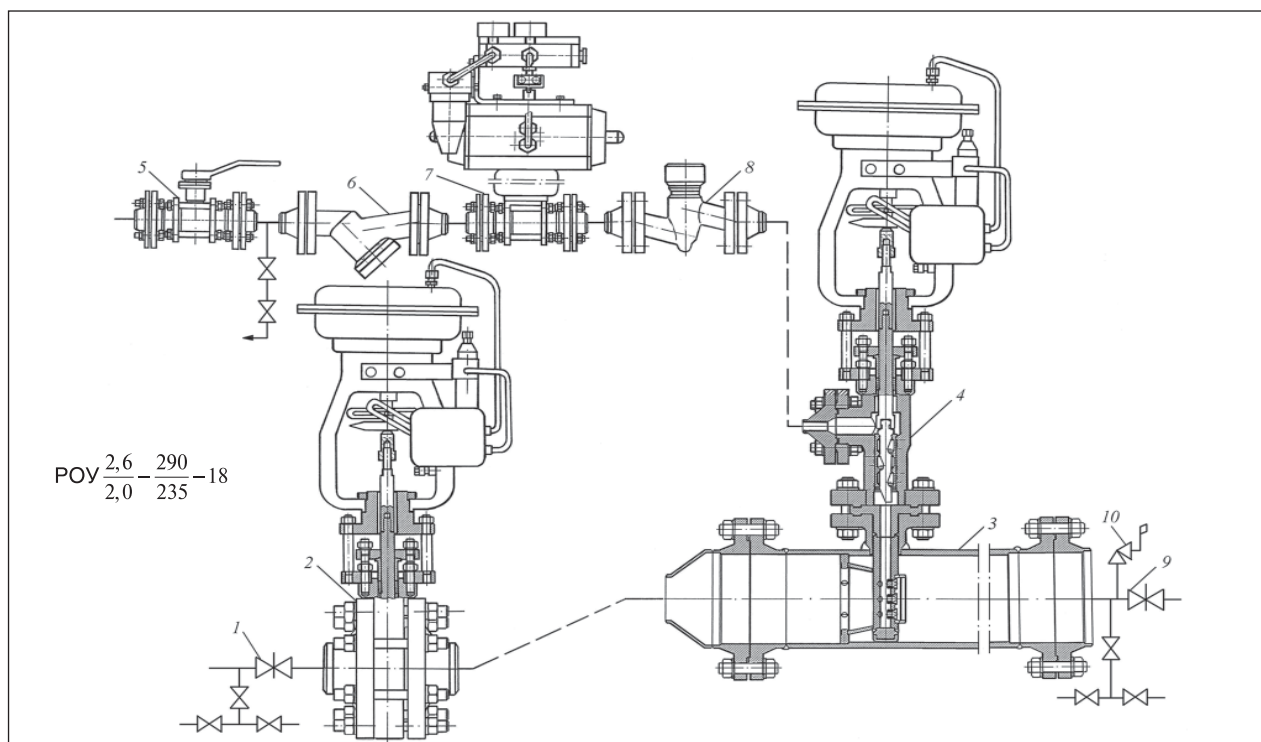


Рис. 8. Конструктивная схема РОУ для применения в технологической схеме производства азотных удобрений: 1 – задвижка запорная Ду100 на входе; 2 – клапан дроссельный регулирующий Ду100 с пневмоприводом; 3 – охладитель пара Ду100/200; 4 – клапан запорно-дроссельный Ду20 впрыска с пневмоприводом; 5 – клапан запорный Ду20 ручной; 6 – фильтр водяной Ду20; 7 – клапан запорный Ду20 с пневмоприводом; 8 – клапан обратный Ду20; 9 – задвижка запорная на выходе Ду100; 10 – предохранительный клапан Ду80/150

всей арматуры по линии воды обеспечивают ускоренные плановые и ремонтные работы без применения вырезки и сварки.

Наибольший интерес заслуживает конструкция охладителя пара, показанная на рис. 10.

Охладитель пара выполнен с впрыскивающим устройством 2, в котором расположены центробежные форсунки 3, обеспечивающие устойчивый факел распыла в диапазоне 5–100% расчётного перепада давления на ВУ при изменении расхода пара в диапазоне 10–100%.

Впрыскивающее устройство расположено в охладителе пара с помощью фланцевого соединения, причем фланцевое соединение унифицировано с выходным фланцем запорно-дроссельного клапана. Охладитель пара выполняется с патрубками под сварку с трубопроводом, либо фланцевым с фланцами ответными 5, что является предпочтительным для обеспечения полной ремонтпригодности. Гарантия на герметичность фланцевых соединений с применением спирально-навитых прокладок (СНП), выполненных из легированной стали и терморасширенного графита, — 10 лет.

Во впрыскивающем устройстве расположен блок центробежных форсунок 3.

Особенностью центробежных форсунок, выполненных с вкладышем в виде завихрителя с прямоугольными винтовыми канавками заключается в следующем: завихритель обеспечивает закрутку потока в корпусе форсунки (создается момент количества движения). При этом на выходе из форсунки образуется закрученная пленка жидкости (с газовым вихрем внутри) в виде конуса, которая на достаточно коротком расстоянии от сопла распадается на мелкие капли.

Отличие центробежных форсунок с завихрителем от изделий других заводов изготовителей заключается в следующем: ранее применяемые форсунки (других производителей), выполненные по типу «втулочных» без закрутки жидкости в корпусе, не обеспечивают оптимальный режим диспергирования жидкости. В данном случае пленка жидкости имеет довольно большую толщину и распадается на капли на значительном расстоянии и с наименьшей дисперсностью (крупные капли), что создает большой испарительный участок в пароохладителе.

В переходных режимах (пусках, остановах) стандартные форсунки не могут нормально диспергировать жидкость, при этом происходит выпадение крупных частиц влаги на корпус

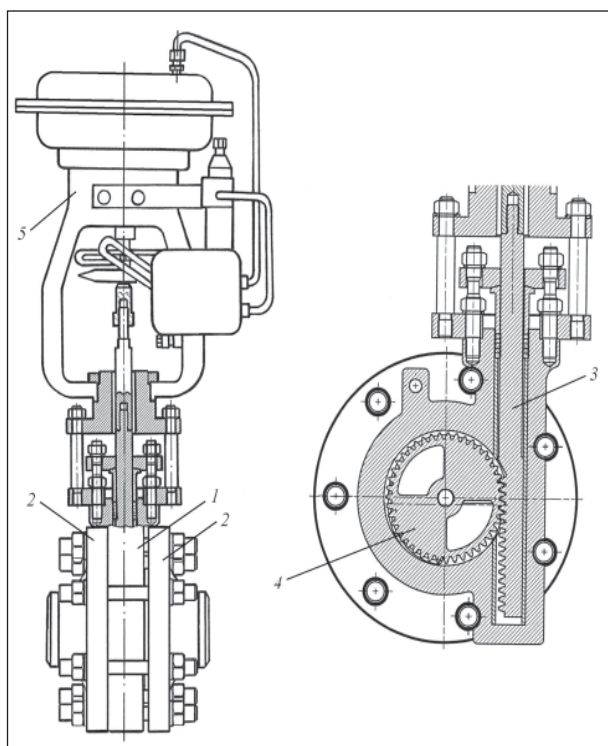


Рис. 9. Клапан регулирующий (дроссельный) Ду100 с пневмоприводом: 1 – корпус; 2 – фланцы; 3 – шток; 4 – золотник; 5 – пневмопривод

пароохладителя и примыкающий трубопровод. Поддержание температуры на выходе из пароохладителя в диапазоне $\pm 5^\circ\text{C}$ практически невозможно при применении данных форсунок при замерах на расстоянии от впрыска до 10 м.

Центробежные форсунки обеспечивают мелкодисперсное распыливание в любых режимах

ОУ, РОУ и БРОУ с испарительным участком до 2 м.

Как видно из рис. 10, впрыскивающее устройство 2 с блоком центробежных форсунок 3 расположено в узком сечении диффузорного сопла 4. Это обеспечивает вторичное ускоренное паровое дробление диспергированной из форсунок жидкости с направлением потока капель вдоль оси охладителя пара.

Конфузорный конус обеспечивает полный мелкодисперсный распад жидкости, истекающей из форсунок при минимальной производительности по пару и воде, тем самым, исключая попадание жидкости на стенки и возникновение неблагоприятных режимов функционирования в диапазоне нагрузок 5–50%.

Данные результаты были достаточно полно исследованы при распыливании жидкости в спутном потоке пара в охладителе пара РОУ [1].

Исследование течения распыленной жидкости в суженных устройствах ранее исследовалось в работе [2]. При движении каплей жидкости, распыленных через центробежную форсунку, вдоль оси трубы Вентури в конфузорной части происходит следующая картина, состоящая из трех этапов:

1. Силы, действующие на каплю со стороны потока, недостаточны для преодоления силы поверхностного натяжения. В этот момент наблюдается незначительная деформация то головной, то кормовой части капли. Данный период пульсирующего разгона заканчивается деформированием капли в форму ротационного эллипсоида.

2. Второй период характеризуется изменением формы от эллипсоида вращения до

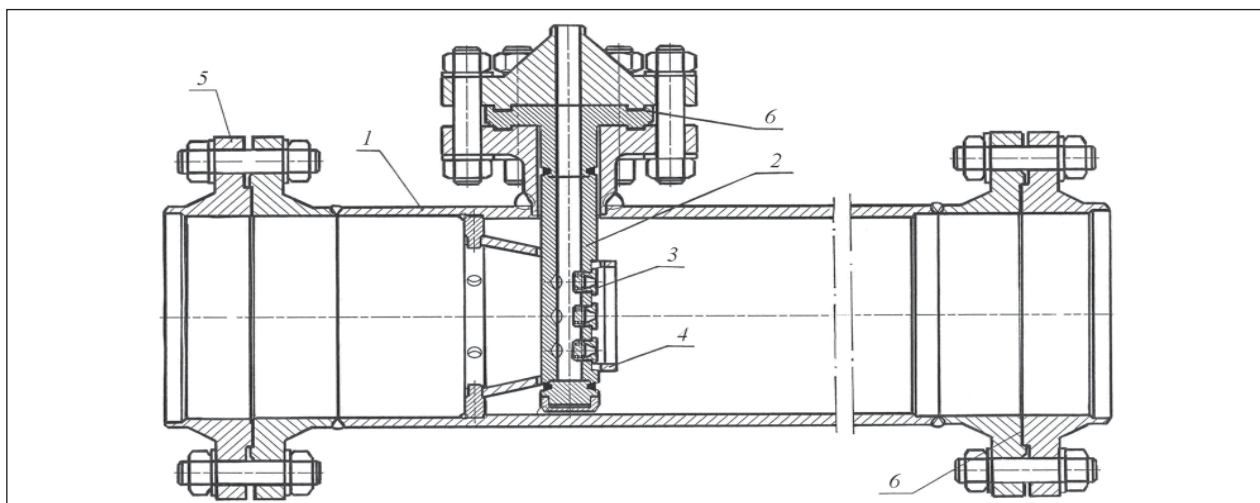


Рис. 10. Охладитель пара низких параметров с впрыскивающим устройством: 1 – корпус; 2 – впрыскивающее устройство; 3 – центробежные форсунки; 4 – конфузорное сопло; 5 – фланец ответный; 6 – спирально-навитые прокладки

плоско-выпуклой или дискообразной линзы. Диаметр деформированной капли в линзу составляет $2d$, что увеличивает поверхность фазового контакта.

3. В третьем периоде в горловине трубы Вентури происходит выдувание и дробление капли. Выдувание капли происходит «в сумку» при скорости газа $W_{г.п} = 20$ м/с. При большей скорости ($W_{г.п} = 30$ м/с) капли выдуваются в «панаму» выпуклой частью навстречу потока. В дальнейшем края «панамы» дробятся на отдельные нити, с которых срываются отдельные капли жидкости. Скорость 25 м/с является переходной в горловине.

Исследования [2] показали, что капли, разгоняемые в конфузорной части, в горловине трубы Вентури приобретают скорости, равные примерно 20–25% от скорости газового потока в горловине. Капли размером 2–4 мм при скорости газового потока 10, 15, 20, 25, 30, 35 м/с имеют следующие скорости в горловине: 2,35; 2,85; 3,75; 5,15; 5,5; 6,4 м/с.

Следовательно, основная часть энергии газового потока затрачивается на деформацию капли, а не на её разгон.

В связи с этим для максимального использования энергии газового потока целесообразно располагать впрыскивающее устройство в горловине (критическое сечение) трубы Вентури или аналогичных у других суживающих устройств. В том случае происходит использование максимальной кинетической энергии газового потока с ударным воздействием на каплю и, предположительно, мгновенным дроблением капли на мель-

чайшие фракции и соответственно увеличением площади взаимодействия фаз и интенсификации тепломассообмена.

Предложенные конструкции РОУ и ОУ и комплект поставки по рис. 6 и 7 являются наиболее оптимальными. Одновременно может быть включена поставка трубных вставок, трубопроводов, отводов и вставок со штуцерными соединениями. Разработанные конструкции достаточно надежно функционируют на многих ТЭЦ России и Белоруссии. Охладители пара и арматура РОУ и ОУ обладают высокой надежностью и долговечностью и обеспечивают заданные параметры по редуцированию и охлаждению пара. Гарантийный срок эксплуатации предложенных конструкций составляет 2 года со сроком службы не менее 20 лет. Редукционно-охладительные установки и чисто охлаждающие установки изготавливаются на предельное давление по пару на входе до 20 МПа и температуру до 560°C. Впрыск воды может быть осуществлен с давлением до 24 МПа и температурой до 160–180°C. Арматура РОУ и ОУ может быть укомплектована как пневмоприводами, так и электроприводами во взрывоискозашащенном исполнении.

В заключение необходимо отметить, что создание и применение высокоэффективных охладителей пара и арматуры, обладающих наилучшими техническими показателями в установках РОУ и ОУ, позволяют повысить надежность всего технологического процесса в нефтехимической, газовой, теплоэнергетической и других областях промышленности.

Литература

1. Ермолаев В. В. Интенсификация тепломассообменных процессов и совершенствование системы распыла охлаждающей жидкости в пароохлаждателях теплосиловых установок: Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. — М., 1993.
2. Югай Ф. С., Волгин Б. П. Качественная картина движения жидкости в ускоряющемся газовом потоке // Инж. физ. журнал. — 1965. — Т. IX. — № 6. — С. 703–706.

V. V. Ermolaev

Pressure-Reducing Cooling Stations and Cooling Units for Petrochemical and Heat and Power Plants

The article is concerned with analysis of constructions and principal schemes of standard pressure-reducing cooling stations (PRCS) and cooling units (CU).

The drawbacks of fittings, steam coolers and inject devices are concerned. New constructions of PRCS and CU and their schemes of integration with measuring devices and pressure/temperature sensors are offered. The constructions of new types of control valves with pneumatic drives on steam and water are analyzed. Operation analysis of suggested PRCS and CU constructions and valves is given. The construction of steam cooler with injection device with liquid atomization and repetitive steam fracturing by means of centrifugal atomizer nest location in the narrow section of confuzor for chemical plants process schemes is considered. The advantages and operation principle of centrifugal atomizers with spiral swirler are dialed with. The processes of liquid drops atomization in accelerating gas stream of confuzor muzzle are analyzed. Reliability and durability prediction of offered constructions is given.

Key words: Pressure-reducing cooling stations, cooling units, centrifugal atomizer, control valves.

Система смазки энерготехнологического оборудования

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

Рассматриваются вопросы контроля режима работы и технического состояния системы смазки газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, требования для совершенствования и повышения работоспособности подшипников, применение синтетических смазочных масел для энерготехнологического оборудования и, в частности, для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

Ключевые слова: смазочные масла для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, контроль системы смазки, синтетические масла для энерготехнологического оборудования.

Пример контроля системы смазки агрегата

Анализ технических условий (ТУ) газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (ГГПА) по определению рекомендаций для эксплуатационных показателей контроля за режимом работы системы смазки выявил ряд сложностей и различные результаты по данному вопросу, которые заключаются в следующем [1]. В рассмотренных ТУ агрегатов, таких как ГТК-10-4; НК-14СТ; ДТ-71; ГТН-16М-1; ГТН-25-76, для систем смазки вместе с центробежными нагнетателями рекомендуется одно и то же смазочное масло марки Тп-22, ГОСТ-74; Тп-22С, ТУ-81, а в некоторых случаях отдельно для газотурбинных установок (ГТУ) еще предлагается масло марки МС-8П. А по рекомендациям относительно давления и температуры в системе смазки наблюдается определенный разброс этих параметров. В различных ТУ задаются давления по различным участкам в системе смазки, например, в одном ТУ — давления масла перед охлаждением, в подшипниках и в очистительном устройстве (ОУ); в другом ТУ — давление масла из агрегата и на входе в двигатель. Значения температур в ответственных точках смазки или отсутствуют в ТУ, или же приводятся для разных агрегатов различные и для разных участков системы смазки. При этом приводятся другие характеристики системы смазки, например значение теплового потока, передаваемого маслу. Так, в ТУ агрегата НК-14СТ средняя температура масла при прокачке через двигатель 50–60°C; в ТУ агрегата ДТ-71 температуры масла на входе и выходе из двигателя рекомендуются соответственно 40–50 и 120°C. Для ГТК-10-4 рекомендуется только температура масла после охлаждения ≤ 51°C.

Отмеченные выше особенности создают определенные трудности в условиях эксплуатации по контролю за основными показателями системы смазки и обеспечения надежной работы опоры, вала и всего агрегата в целом. С целью

обеспечения надежного контроля необходимо в первую очередь во всех ТУ строго рекомендовать предельно допустимую температуру смазочного масла в опорах — как основного участка в системе смазки, от которого зависят рекомендации по остальным участкам этой системы.

В качестве примера проводится разбор данных по показателям системы смазки подшипников скольжения агрегата ГТК-10-4 из ТУ. Масляная система обеспечивает смазку опор газотурбинной установки (ГТУ) и центробежного нагнетателя (ЦН), системы уплотнения ЦН и системы регулирования. Марка масла Тп-22, допускается — Тп-22С и Кп-8. Объемный расход циркулирующего масла $G = 1260 \pm 150$ л/мин = $0,021 \pm 0,0025$ м³/с. Тепловой поток, передаваемый маслу: $Q = 0,5 \pm 0,0581$ МВт (430000 ± 50000 ккал/ч). Температура масла после охлаждения перед подачей его в подшипники $t_{\text{охл}} \leq 51^\circ\text{C}$. Важный параметр контроля за работой агрегата — предельное значение допустимой температуры масла при трении в опорах — отсутствует. Видимо, этим объясняется, что в условиях эксплуатации этот параметр имеет различные уставки: от 70 до 90°C при одном и том же качестве смазочного масла. Используя исходные данные из ТУ для агрегата ГТК-10-4, приведенные выше, рассчитывают неизвестную температуру — предельно допустимую температуру подшипника скольжения агрегата по его тепловому потоку, передаваемому маслу:

$$t_d = t_{\text{охл}} + \Delta t = t + Q / (G \rho c_{\text{pm}}), \quad (1)$$

где плотность и теплоемкость смазочного масла определяются по справочным данным и равняются соответственно: $\rho = 0,87$ кг/м³ и $c_{\text{pm}} = 2$ кДж/(кг·К). После подстановки исходных данных определяется искомое значение температур:

$$t_d = 51 + 0,5 \cdot 10^6 / (0,021 \cdot 0,87 \cdot 2 \cdot 10^3 \cdot 10^3) = 65^\circ\text{C}. \quad (2)$$

При эксплуатации состояние агрегата и его отдельных частей может ухудшиться.

В процессе эксплуатации необходимо решать диагностические задачи на основе поверочных теплотехнических расчетов системы смазки с целью контроля основных характеристик: конечных температур, расхода теплоносителей и т. д.

Таким образом, определение контролируемых параметров и показателей ГГПА можно проводить с помощью прямых расчетов, номограмм, а для отработанных методик применять уже специализированные ЭВМ, работающие в реальном масштабе времени.

При эксплуатации состояние агрегата и его отдельных частей может ухудшиться. Основные требования, обеспечивающие нормальную работу подшипниковых узлов и систем смазки, связаны с обеспечением минимального износа сопряженных деталей. Этим требованиям не могут соответствовать подшипники скольжения ГГПА, смазываемые минеральным маслом, так как характеристики этого масла не отвечают требованиям эксплуатационной пригодности, характеризующимся комплексом целого ряда свойств масла, характеристик подшипникового узла и системы смазки в целом.

Свойства смазочного масла представляются целым рядом характеристик, определяющих его термоокислительную стабильность, антикоррозионную стойкость, склонность к вспениванию и т. д.

Характеристики подшипника определяются условиями расположения, взаимодействия сопряженных поверхностей трения, что обеспечивается системой эксплуатации, обслуживания и ремонта.

При работе агрегата необходимо поддерживать режим работы и техническое состояние подшипникового узла и системы смазки на соответствующем уровне, определяемом на основании ТУ, соответствующих документации завода-изготовителя и эксплуатирующего производства.

В процессе эксплуатации необходимо решать диагностические задачи на основе поверочных теплотехнических расчетов системы смазки с целью контроля основных характеристик: конечных температур, расхода теплоносителей и т. д. Проводится ряд приемов и способов для поддержания рабочей температуры масла в подшипниках: контроль, профилактика и ремонт на должном уровне элементов системы смазки, включая своевременный ремонт масляных фильтров, профилактику аппаратов воздушного охлаждения масла, поддержание на предельном уровне работы масляного насоса по расходу масла. Но все проводимые мероприятия на протяже-

нии ряда лет не дают должного результата для поддержания нормальной рабочей температуры масла в подшипниках ГГПА.

Это подтверждается на основании опыта эксплуатации тем, что по частоте выхода из строя основных деталей и узлов ГГПА подшипники занимают первое место после горячих деталей (лопаток, дисков газовой турбины высокого давления) газотурбинной установки.

Применение синтетических масел для энерготехнологического оборудования

Многолетний контроль над режимом работы и техническим состоянием подшипников валопровода ГГПА свидетельствует о том, что качество применяемого смазочного масла не соответствует техническим требованиям. Следует отметить также то, что по частоте выхода из строя подшипники ГГПА занимают ведущее место, сразу после горячих деталей ГГПА. Поэтому приходится завышать значения предельных, аварийных уставок масла в подшипниках в условиях эксплуатации, что приводит их к преждевременному выходу из строя. Так, после допустимых значений температуры масла для подшипников скольжения ГГПА в выше приведенном примере 65°C, эксплуатационники вынуждены повышать уставки по смазочным маслам: предельная уставка 70°C, аварийная уставка 75°C. Учитывая невозможность работы ГГПА при таких пределах, приходится повышать предельную уставку до 75–80°C, аварийную уставку до 80–85°C. Вынужденные меры, принимаемые при этом по повышению эксплуатационных уставок по смазочным маслам ГГПА не решают существующую проблему по использованию смазочных масел, эксплуатационно непригодных.

Пути повышения работоспособности опор ГГПА связаны с заменой минеральных масел на синтетические. Дороговизна синтетических масел оправдывается многочисленными преимуществами на основании данных зарубежных источников. Во-первых, благодаря их свойствам, синтетические масла обеспечивают защиту подшипников от значительного износа. Во-вторых, синтетические масла по сравнению с минеральными маслами обеспечивают высокую термоокислительную стабильность, противоизносные и антикоррозионные свойства, низкую склонность к вспениванию, хорошую деэмульгируемость. В-третьих, увеличение срока смены масла и снижение расхода энергии предотвращают значительный рост затрат в процессе эксплуатации, также снижаются средства на

ремонтно-техническое обслуживание и частота выхода из строя подшипников ГППА.

Реальная экономия энергозатрат при одновременном снижении затрат на ремонт и техническое обслуживание оборудования возможны благодаря применению синтетических смазочных материалов. Это подтверждается опытом внедрения этих смазочных материалов на протяжении последних двух-трех десятилетий [2].

Было доказано, что синтетический смазочный материал обеспечивает защиту подшипников от износа на протяжении всего теоретически прогнозируемого срока службы, тогда как минеральному маслу более низкой вязкости это «не под силу».

Применение маловязкого синтетического смазочного материала позволяет экономить энергию, что является очень веским аргументом для предприятий, которые стараются обеспечить надежность в эксплуатации оборудования в условиях высоких цен на энергию.

Во-вторых, с 1980 г. появились дополнительные средства, позволяющие снижать энергозатраты, доступные в форме высокоэффективных присадок к смазочным маслам. Кроме снижения вязкости в базовом масле (диэфире), защита от износа и экономия энергии стали еще более эффективными благодаря современным присадкам к другим синтетическим базовым маслам, причем без требования пониженной вязкости базового масла.

Поскольку синтетические жидкости по своему составу отличаются от минеральных масел, то можно ожидать эффектов, выходящих за пределы влияния, объясняемого только вязкостно-температурными зависимостями. В действительности же смазочные свойства и способы применения также влияют на эффективность смазки и преодоление момента трения.

Снижение потерь энергии на трение довольно существенно. По оценкам в работе [2] это снижение составляет 31% общего энергопотребления на промышленное оборудование в США. По оценкам специалистов 5% средств на ремонт и техническое обслуживание оборудования могут быть сэкономлены благодаря сочетанию совершенных конструкций оборудования и оптимизированных смазочных материалов.

Опыт эксплуатации многих тысяч центробежных насосов, компрессоров и электродвигателей, однозначно показывает, что снижение потерь энергии неразрывно связано со снижением роста температуры.

Снижение вязкости смазочного масла ведет к снижению потерь на трение, следовательно, снижает расход энергии. Этот бесспорный факт побудил Европейский союз автомобилистов к разработке масла SAE OW 30/40 (SAE – Общество инженеров-автомобилистов). Разумеется, что минимально допустимая вязкость должна обеспечивать образование вязкой и сплошной пленки с толщиной, достаточной для исключения контакта «металл-к-металлу».

Экономия энергии может быть достигнута не только с помощью базовых масел на **диэфирной основе**. Более ста исследований, проведенных в условиях эксплуатации, показывают, что правильно разработанные **полиаль-фаолефиновые** синтетические масла позволяют достигать значительной экономии энергии, независимо от изменения вязкости масла.

Достаточно сказать, что выводы, сделанные в работе [2], в одинаковой степени справедливы для полиаль-фаолефиновых масел, находящихся широкого применения, а также и для других синтетических смазочных масел.

Диэфиры по своей молекулярной структуре существенно отличаются от минеральных масел. Эти синтетические сложные эфиры адипиновой кислоты и оксо спиртов с соответствующей молекулярной массой содержат пакет присадок, придающий базовому маслу термоокислительную стабильность, противоизносные и антикоррозионные свойства, низкую склонность к вспениванию и хорошую деэмульгируемость. Это синтетическое масло, предназначенное для смазывания промышленного оборудования с увеличенными сроками смены масла, обеспечивает более чистую и безопасную эксплуатацию оборудования.

Эти характеристики и свойства оправдывают предположение, что эфирные жидкости ведут себя значительно лучше, чем минеральные масла.

В частности, в результате исследования установлено, что минеральные смазочные масла сорта ISO 68 по толщине и прочности пленки равны синтетическим маслам сорта ISO 32. Наряду с бесспорными преимуществами синтетических масел в снижении энергозатрат было убедительно показано, что минеральные масла менее эффективны.

Следует отметить, что эти ожидания реалистичны, несмотря на то что синтетические масла дороже минеральных масел. В обычных насосах с картерной смазкой возможны увеличенные сроки смены масла, как правило в четыре раза,

что более чем компенсирует высокую стоимость синтетических смазочных масел.

Кроме того, при крайне малой степени подпитки и низких расходах дополнительная стоимость синтетических смазочных масел, по сравнению со стоимостью минеральных масел, относительно невелика.

Экономия эксплуатационных затрат достигается за счет увеличения сроков смены масла или когда малозатратные системы смазки масляным туманом позволяют полностью исключить систему картерной смазки. Во многих случаях снижение неплановых простоев оборудования достигается благодаря грамотному применению синтетических масел.

Дизфиры с ISO вязкостью 32 представляют собой один из двух энергосберегающих и повышающих надежность трибо-термодинамических подходов, успешно внедренных в промышленность. Другое преимущество связано с созданием синтетических смазочных масел на базе полиаль-фаолефиновых масел с присадками, обладающими энергосберегающими свойствами.

Иначе говоря, опытные производители композиций современных смазочных масел смогли доказать, что синтетические масла на базе полиаль-фаолефиновых масел практически

обладают такими же энергосберегающими свойствами и обеспечивают повышенную надежность в эксплуатации подшипников, как и масла на основе дизфинов.

Чистые и сухие масла продлевают срок службы как самого масла, так и оборудования. Применение более чистых и более сухих масел позволяет увеличить срок службы роликовых подшипников в 4–6 раз. К сожалению, некоторые потребители не торопятся устанавливать стандарты на чистоту приобретаемых ими смазочных масел.

Если нет возможности приобрести чистое масло, следует подумать о приобретении оборудования, которое защищает и очищает масло прежде, чем оно заправлено в смазываемый объект. Дополнительные затраты времени и средств на хранение и обращение со смазочными жидкостями с лихвой окупятся надежностью в эксплуатации оборудования в особенности для крупных хозяйств, например для газотранспортных систем, многоцеховых компрессорных станций.

Энергосбережение на действующих предприятиях легко поддается измерению. Некоторые предприятия убеждены в правильности этого подхода.

Литература

1. Микаэлян Э. А. Техническое обслуживание энерготехнологического оборудования, газотурбинных газоперекачивающих агрегатов системы сбора и транспорта газа. Методология, исследования, анализ и практика. — М.: Топливо и энергетика, 2000. — 304 с.
2. Блох Г. П., Боннин М. Дж. Снижение энергозатрат и затрат на техническое обслуживание, ремонт оборудования // Нефтегазовые технологии. — 2004. — №6. — С. 62–66.

Е. А. Mikaelyan

Energotechnological Equipment Lubricating System

The problems of gas turbine gas compressor units operation modes control and lubricating system technical condition control are considered. The requirements for bearings polishing and their operating capability increasing are also concerned. Synthetic lubricating oils application in energotechnological equipment and particularly in gas turbine gas compressor units is dealt with.

Key words: Lubricating oils for gas turbine gas compressor units, lubricating system control, synthetic oils for energotechnological equipment.

Вниманию специалистов!

А. М. Данилов

ВВЕДЕНИЕ В ХИММОТОЛОГИЮ

Книга посвящена применению топлив, масел, специальных жидкостей. Приводится обширный справочный материал по их характеристикам и эксплуатационным свойствам. Изложены принципы создания и эксплуатации двигателей.

Книга адресована широкому кругу читателей.

М.: Издательство «Техника», 2003. — 464 с.

Хроматографический метод определения оксигенатов в товарных бензинах

С. А. Леонтьева, Е. И. Алаторцев, С. М. Яновский,
В. С. Устюгов, А. И. Алмаметов
ОАО «ВНИИ НП», ЗАО СКБ «Хроматэк»

На хроматографе «Кристалл 5000.2» подобраны условия анализа, обеспечивающие количественное определение десяти оксигенатов в различных товарных бензинах.

Ключевые слова: хроматография, оксигенаты, бензин.

В настоящее время наиболее распространённым методом определения оксигенатов в товарных бензинах является метод капиллярной газовой хроматографии с низкотемпературным термостатированием (ГОСТ Р 52714, ASTM D 6729, ASTM D 6730, ASTM D 6733). Эти методы позволяют достаточно надёжно определять содержание большинства кислородсодержащих соединений, используемых в качестве антидетонационных добавок и присадок в товарных автомобильных бензинах. В основном эти соединения представлены спиртами и эфирами, которые недостаточно надёжно определяются этими методами. В частности, метанол и этиловый спирт при низких температурах размываются, малые концентрации могут теряться, возможно перекрывание с другими компонентами бензина. Недостатком вышеперечисленных методов является то, что ни один из них не внесён в ев-

ропейские нормы по испытаниям автомобильных бензинов по EN228, а обязательными методами при определении оксигенатов являются EN1601 и EN13132. Метод EN1601 основан на использовании метанатора, в котором кислородсодержащие соединения превращают в метан, а затем определяют его содержание на пламенно-ионизационном детекторе. В России этот метод практически не применяют из-за ненадёжной работы метанатора. Второй метод EN13132 распространяется на неэтилированный бензин, имеющий температуру конца кипения не выше 220°C, и предназначен для определения содержания индивидуальных органических кислородсодержащих соединений в диапазоне от 0,17 до 15%, а также для нахождения общей массовой доли органически связанного кислорода до 3,7%. Метод заключается в использовании двух капиллярных колонок с полярной и неполярной фазами

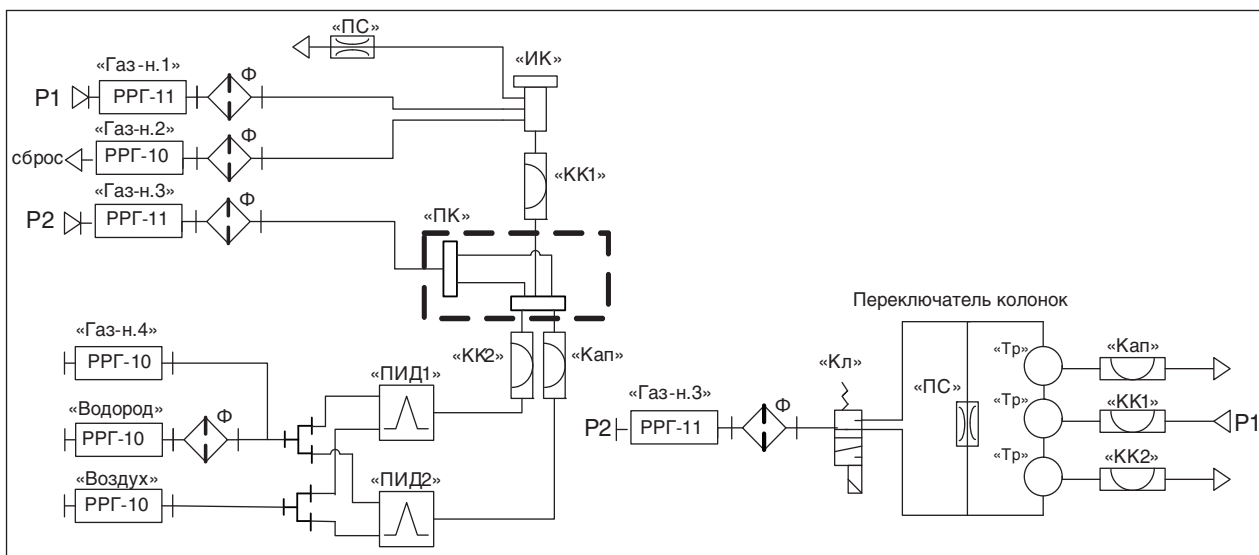


Рис. 1. Схема прибора для анализа оксигенатов: РРГ-11 — регуляторы давления газа; РРГ-10 — регуляторы расхода газа; ИК — испаритель капиллярный; ПИД1, ПИД2 — пламенно-ионизационные детекторы; КК1, КК2 — капиллярные колонки; Кап — кварцевый капилляр; ПС — пневмосопротивление; Ф — фильтр; ПК — переключатель колонок; Кл — клапан-переключатель автоматический; Тр — капиллярные тройники переключателя Динса

Табл. 1. Условия анализа на хроматографе «Кристалл 5000.2»

Параметр	Значение
Температура детекторов, °C	200
Температура испарителя, °C	150
Начальная температура термостата колонок, °C	40
Время первой изотермы, мин	9
Скорость программирования термостата колонок, °C/мин	5
Температура второй изотермы, °C	120
Время второй изотермы	До конца анализа
Газ-носитель	Гелий
Давление в испарителе (газ-н.1) ¹ , P1, кПа	195
Давление в переключателе колонок (газ-н.3) ¹ , P2, кПа	120
Сброс пробы с испарителя, (газ-н.2) ² , V _{сбр} , мл/мин	160
Расход воздуха на детекторы ПИД, мл/мин	400 (по 200 на каждый)
Расход водорода на детекторы ПИД, мл/мин	40 (по 20 на каждый)
Общее время анализа ³ , мин	30
Режим обратной продувки ⁴ :	
температура термостата колонок, °C	120
давление в испарителе, P1, кПа	30
давление в переключателе колонок, P2, кПа	160
сброс пробы с испарителя, V _{сбр} , мл/мин	50
общее время продувки, мин	25

¹ Давление в делителе (P2) выбирается так, чтобы при начальной изотерме поток по второй колонке составлял 2 мл/мин. Давление в испарителе (P1) обеспечивает при начальной изотерме поток по первой колонке 1 мл/мин. При наложении пиков углеводородов на пики оксигенатов от последующих «вырезов» необходимо подобрать условия, варьируя P1 и P2. Например, следует увеличить давления так, чтобы при начальной изотерме поток по первой колонке составлял 1 мл/мин, а по второй 2,5 мл/мин (при этом в испарителе P1 = 215 кПа, а в переключателе P2 = 140 кПа).

² Большой сброс устанавливается только в начале анализа, через 15 с после старта анализа сброс уменьшается до 20 мл/мин в целях экономии газа.

³ Время анализа устанавливается по времени выхода последнего интересующего оксигената на второй колонке (например, 30 мин, ориентируясь на бутанол-1). С использованием обратной продувки время анализа увеличивается до 50 мин.

⁴ Режим обратной продувки включают при анализе бензинов, при анализе градуировочных смесей его можно отключать.

и переключающего крана, коммутирующего их соединение. На выходе первой колонки «вырезают» участок хроматограммы с оксигенатом, а затем пробу направляют на детальное разделение во вторую колонку. На второй колонке происходит отделение сопутствующих компонентов от оксигенатов и количественное их определение. Принцип метода EN13132 в настоящее время достаточно широко используется в России в приборах различных фирм для анализа оксигенатов в автомобильных бензинах. Однако при наладке данного метода могут возникнуть серьезные трудности, связанные с подбором оптимальных параметров работы установки, используемой для переключения потоков. В зависимости от аппаратуры условия могут отличаться от параметров, указанных в стандарте EN13132. Подбор оптимальных параметров разделения очень важен, так как при неудачно подобранных условиях можно наблюдать попадание углеводородов на участки хроматограммы, где должны присутствовать только оксигенаты. В этом

случае для каждого «вырезаемого» участка хроматограммы оксигената анализ приходится повторять заново.

Во избежание вышесказанного нами было проведено испытание газового хроматографа «Кристалл 5000.2» производства ЗАО СКБ «Хроматэк» и совместно с сотрудниками СКБ подобраны оптимальные условия анализа кислородсодержащих соединений и бензола в автомобильных бензинах различных производителей.

Принципиальная схема прибора для анализа оксигенатов приведена на рис. 1. Использован комплект капиллярных колонок: ТСЕР 50 м × 0,25 мм × 0,4 мкм (первая колонка КК1) и CP-Sil 5CB 25 м × 0,25 мм × 0,4 мкм (вторая колонка, КК2). Кварцевый капилляр (Кап, диаметром 0,1 мм и длиной около 0,65 м) по величине пневмосопротивления примерно соответствует величине пневмосопротивления второй капиллярной колонки (КК2). В начальном положении автоматического клапана-переключателя (КЛ) проба с выхода первой капиллярной колонки

Табл. 2. Результаты хроматографического анализа оксигенатов

Компонент	№ вырезки	Время вырезки (ПВД-2), мин–с	Время удерживания (ПВД-1), мин	Концентрация в базовой смеси №1, % об.
МТБЭ	1	8–33 : 9–12	10,542	16
ЭТБЭ			10,710	8
Метанол	2	15–00 : 15–30	16,307	4
<i>трет</i> -Бутанол			16,540	8
Ацетон			16,557	–
Бензол	3	15–36 : 15–55	17,400	–
<i>изо</i> -Пропанол	4	16–00 : 16–24	17,420	10
Этанол	5	16–30 : 16–50	17,840	10
МЭК	6	18–18 : 18–42	19,800	-
<i>н</i> -Пропанол	7	20–54 : 22–03	21,951	10
<i>изо</i> -Бутанол	8	22–03 : 22–27	23,571	10
<i>н</i> -Бутанол	9	24–42 : 25–00	26,273	10

(КК1) переносится газом-носителем в капилляр (Кап) и далее в ПВД2, при этом вторая колонка (КК2) продувается чистым газом-носителем. После переключения в другое положение автоматического клапана-переключателя (КЛ) проба с выхода первой капиллярной колонки (КК1) переносится газом носителем во вторую капиллярную колонку (КК2), где затем происходит разделение компонентов и регистрация результатов разделения в ПВД1, при этом капилляр (Кап) продувается чистым газом-носителем. Таким образом, переключая клапан, можно «вырезать» на выходе первой колонки (КК1) интересные фракции и проводить их разделение на второй колонке (КК2).

Условия хроматографического анализа представлены в табл. 1.

В условиях, показанных в табл. 1, получены результаты анализа оксигенатов, которые показаны в табл. 2. Установлены времена проведения

«вырезки» оксигенатов на хроматограмме, получаемой с колонки КК1, а также время выхода их с колонки КК2.

При анализе товарного автомобильного бензина марки «Регуляр-92» производства ООО «Пермьнефтеоргсинтез» выполнены «вырезки» по всем компонентам из табл. 2 (кроме бензола). На рис. 2 показан момент «вырезки» МТБЭ на детекторе ПВД-2, а результат «вырезки» регистрируется так, как показано на рис. 3. Хорошо видно, что компонент МТБЭ полностью перешёл на вторую колонку КК2 в результате первой «вырезки». Также на хроматограмме ПВД-1 видна примесь *трет*-бутанола, обычно присутствующего в бензинах при больших концентрациях МТБЭ. Установлено, что к моменту выхода метанола, получаемого из второй вырезки, все углеводороды, захваченные в первой вырезке, уже выходят из колонки КК2. Точно так же проверены места выхода всех остальных оксигенатов, как в случае

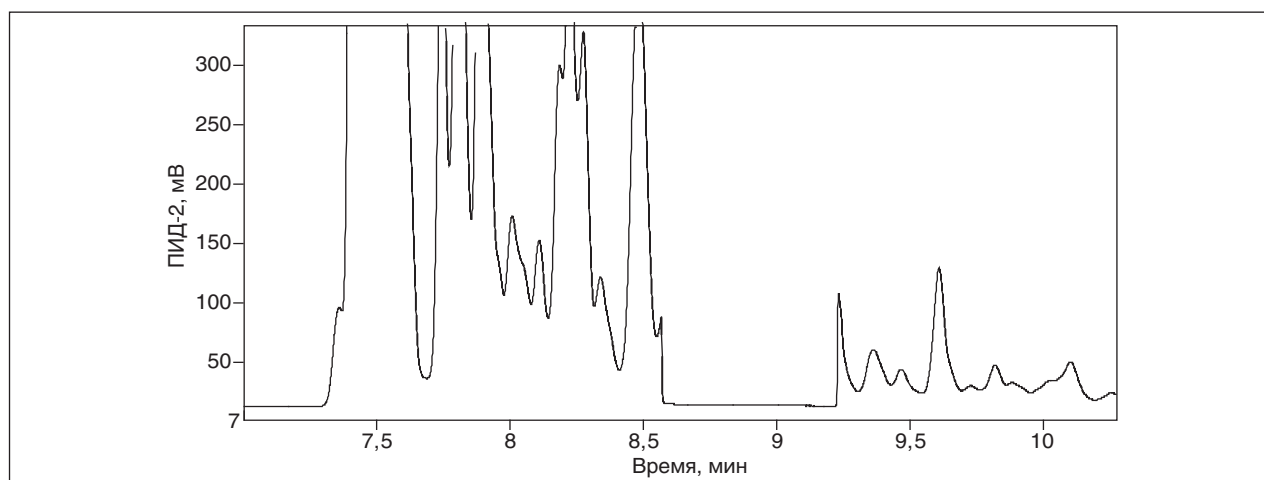


Рис. 2. Хроматограмма анализа бензина «Регуляр-92 Пермь» на ПВД-2.
8 мин 33 с : 9 м 12 с — время «вырезки» МТБЭ

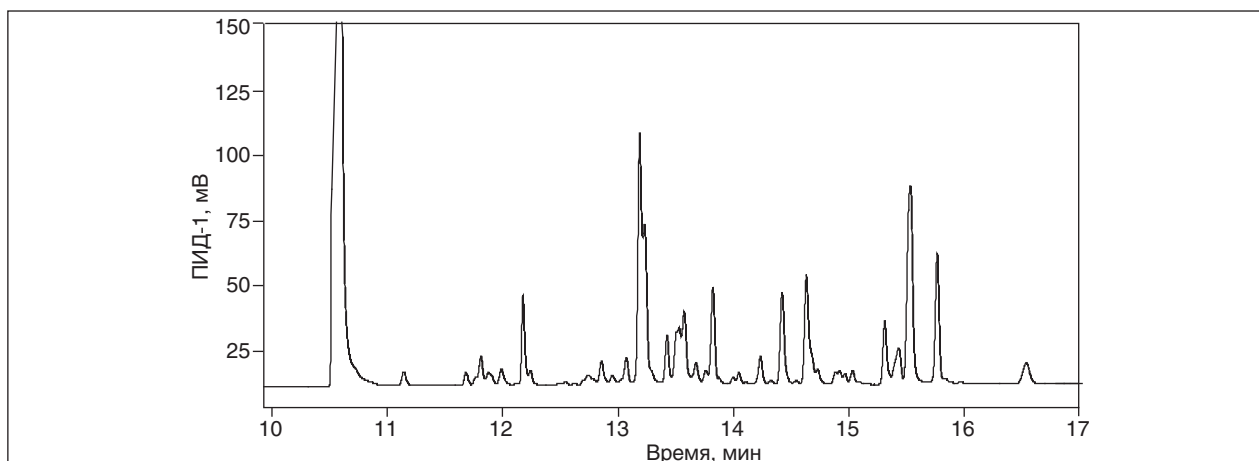


Рис. 3. Хроматограмма анализа бензина «Регуляр-92 Пермь», на ПИД-1. Времена удерживания, мин: МТБЭ – 10,542; метанола – 16,307; трет-бутанола – 16,540; от 11 до 16 мин выходят углеводороды первой вырезки

анализа товарного бензина, так и при анализе стандартного образца прямогонного бензина. При выбранных условиях анализа углеводороды от предыдущих «вырезов» не накладываются на промежутки выхода оксигенатов. Из табл. 2 следует, что при данных условиях нельзя одновременно определять *изо*-пропанол и бензол, так как времена их удерживания совпадают после выхода из второй колонки (КК2). В этом случае необходимо выполнять два анализа с разными «вырезками» (3 и 4). Из табл. 2 также следует, что, поскольку трет-бутанол и ацетон плохо делится на второй колонке (КК2), могут возникнуть трудности при их одновременном количественном определении. Однако эти компоненты редко встречаются вместе в одном бензине.

Для выполнения в дальнейшем количественных измерений были приготовлены четыре градуировочных раствора в гексане. Базовую

смесь (№1), представленную в последнем столбце табл. 2, разбавляли гексаном в 2,5; 5 и 12,5 раз. Полученные концентрации соответствуют требованиям, по диапазону определяемых концентраций, указанным в стандарте EN228, для бензинов марок Евро 2–4. Для приготовления растворов объемным методом использовали следующую посуду: мерную колбу на 25 мл, пипетки на 5 и 2 мл. В каждом анализе во флакон вводили 1,5 мл пробы и 150 мкл стандарта – МЭК (метилэтилкетона, 9,09% об.), шприцом на 250 мкл. Дважды проводился анализ каждой смеси. По каждому компоненту получены градуировочные графики, экспериментальные точки хорошо ложатся на прямую во всем диапазоне концентраций. Результаты анализа смеси №1 (рис. 4), полученные на детекторе ПИД2 при отсутствии переключения крана, позволяют проверить интервалы времени для осуществления «вырезов».

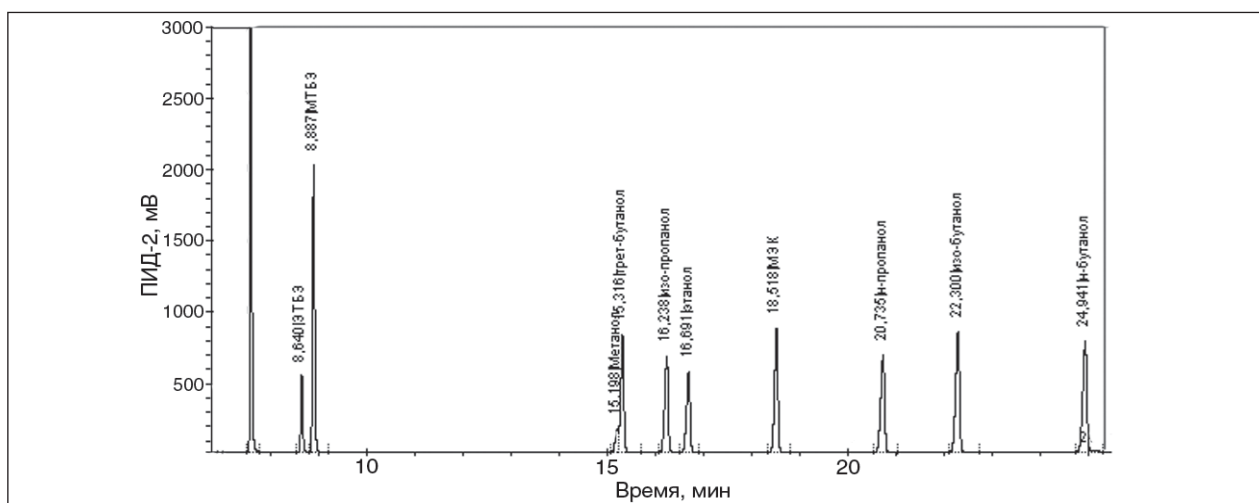


Рис. 4. Хроматограмма оксигенатов смеси № 1 на ПИД2, без переключений

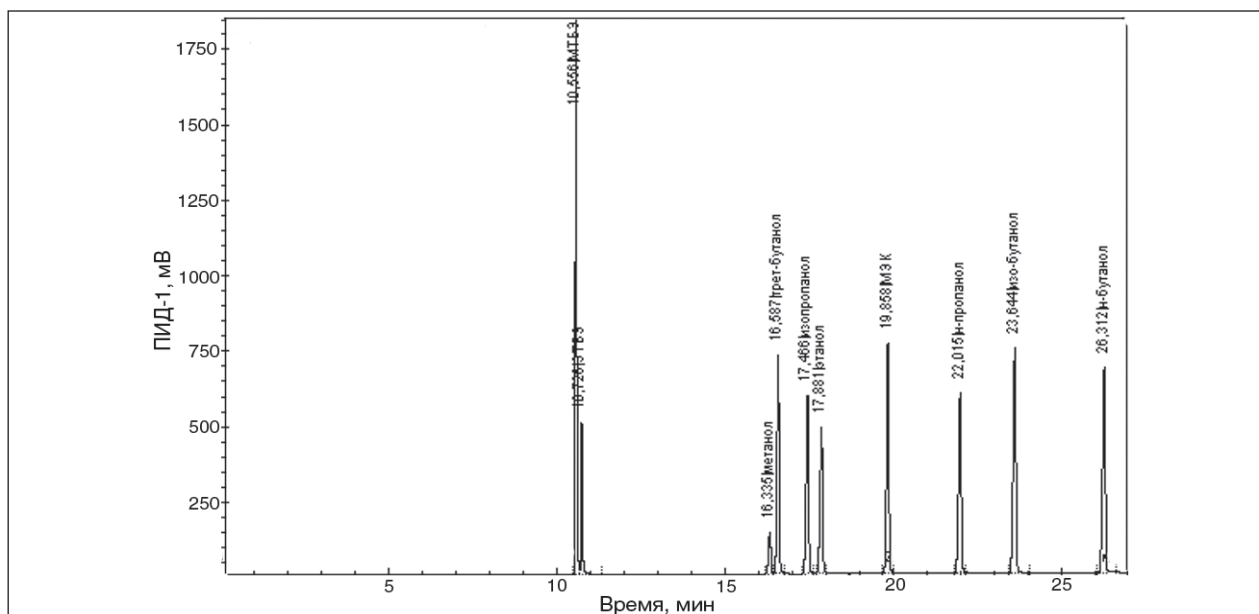


Рис. 5. Хроматограмма оксигенатов смеси № 1 на ПИД1, со всеми переключениями

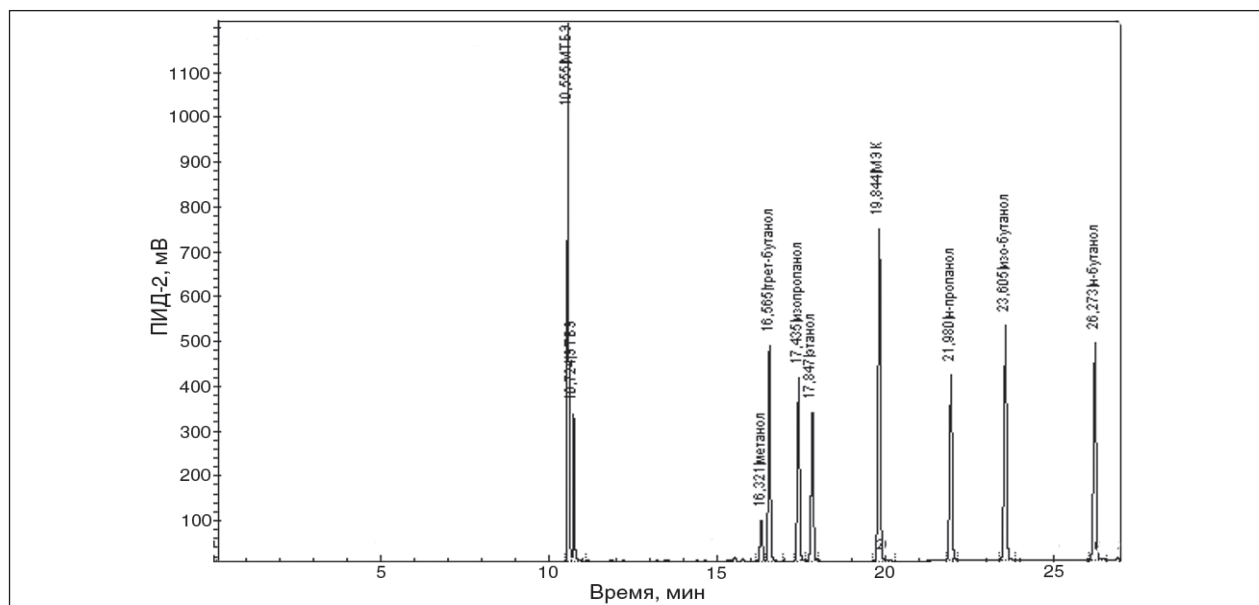


Рис. 6. Анализ бензина «Ухта регуляр-92 с добавкой смеси №1 и стандарта МЭК (9,09 %)

Табл. 3. Расчет по компонентам для хроматограммы рис. 6 (детектор ПИД-1)

Время, мин	Компонент	Площадь	Высота	Концентрация, % об.
10.555	МТБЭ	3574,794	1203,146	11,627
10.724	ЭТБЭ	932,037	330,138	5,731
16.321	Метанол	463,975	91,529	2,916
16.565	трет-Бутанол	2100,613	481,963	5,851
17.435	изо-Пропанол	1934,600	408,015	7,256
17.847	Этанол	1642,177	332,334	7,264
19.844	МЭК	3563,365	743,442	9,090
21.980	н-Пропанол	2162,434	416,277	7,259
23.605	изо-Бутанол	2727,451	525,278	7,270
26.273	н-Бутанол	2571,874	484,462	7,287

На рис. 5 представлены результаты анализа этой же смеси после осуществления вырезки всех компонентов и регистрации на детекторе ПИД1. Предварительно был проведен анализ бензина «Регуляр-92 Ухта» и проверено в нём отсутствие оксигенатов. Затем во флакон с этим бензином добавлена смесь №1 (в отношении 1: 2) и проведен анализ, результаты представ-

лены в протоколе отчёта на рис. 6. Видно, что концентрация всех определяемых компонентов разбавилась, как и ожидалось, примерно в 1,5 раза. Это лишний раз подтверждает правильность выбора рабочих условий и возможность определения в одном анализе всех указанных компонентов в товарных бензинах.

S. A. Leont'eva, E. I. Alatortsev, S. M. Yanovsky, V. S. Ust'ugov and A. I. Almametov
Energotechnological Equipment Lubricating System

The analysis conditions, which provide ten oxygenates quantitative determination in different commercial gasoline grades were worked out at «Kristall 5000.2» chromatograph.

Key words: *Chromatography, oxygenates, gasoloinе.*

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 подписанные рисунки.
3. Материалы для публикации должны быть представлены в двух видах: текст, набранный в программе Microsoft Word на листах формата A4, 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 A4. 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.