

Добыча, транспорт и переработка нефти и газа

УДК 62-631.2:665.65

ОСОБЕННОСТИ КОНВЕРТИРОВАНИЯ АВИАЦИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В ГАЗОТУРБИННЫЙ ПРИВОД ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

С.А. Гулина¹, Г.М. Орлова¹, М.Ю. Орлов²

¹ Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

² Самарский государственный аэрокосмический университет
Россия, 443086, г. Самара, Московское шоссе, 34

E-mails: kr_oeg@mail.ru; adler65@mail.ru

Рассмотрены проблемы термодинамического расчета конвертированных газотурбинных двигателей, работающих на природном газе. Предложен алгоритм термодинамического расчета на основе π - h - T -функций с точным учетом изменения теплофизических параметров рабочего тела и состава топливного газа, который позволил оценить влияние распределения степени повышения давления по каскадам компрессоров на параметры эффективности конвертированного авиационного двигателя для газоперекачивающего агрегата магистрального газопровода. Установлено, что во всем диапазоне распределения степени повышения давления по каскадам компрессоров изменение полезной работы цикла составляет от 0,5 до 1 %, а изменение удельного расхода топлива – от 1 до 2 %.

Ключевые слова: газотурбинный привод, газоперекачивающий агрегат, природный газ, расчетная модель, термодинамический анализ работы цикла, удельный расход топливного газа.

В настоящее время для привода газоперекачивающих агрегатов на магистральных газопроводах используются конвертированные авиационные газотурбинные двигатели (ГТД), так как базовым авиационным ГТД присущие высокая надежность, экономичность и эксплуатационная технологичность, малые габаритные размеры и масса, стабильность потребительских свойств. Перечисленные достоинства авиационных приводов позволяют реально повысить эффективность и экономичность современных газоперекачивающих агрегатов и способствуют совершенствованию структуры компрессорных станций магистральных газопроводов. При этом разнообразные газоперекачивающие агрегаты имеют различные технико-экономические показатели. Для базового авиационного двигателя наземного использования в качестве привода центробежного нагнетателя природного газа, изменяются физические условия на входе в двигатель,

Светлана Анатольевна Гулина (к.т.н.), доцент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Гульсина Махмутовна Орлова (к.п.н.), доцент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Михаил Юрьевич Орлов (к.т.н.), доцент кафедры «Теплотехника и тепловые двигатели».

параметры номинального режима и вид топлива. В связи с этим анализ влияния технико-экономических показателей ГТД на эффективность работы газоперекачивающего агрегата является актуальной задачей, и необходимо ещё на начальном этапе конвертирования иметь возможность получения достоверных значений термодинамических параметров конвертируемого двигателя и его эффективности.

Алгоритм расчета для термодинамического анализа авиационных двигателей достаточно сложен, еще более сложной задачей является анализ циклов ГТД при их работе на природном газе, с произвольным составом, зависящим от месторождения.

Между тем, известно, что состав топливного природного газа в значительной степени определяет процессы горения и образования продуктов сгорания, характеристики цикла тепловой машины. При расчёте циклов тепловых машин необходимо учитывать различие термодинамических свойств разных рабочих тел в процессах расширения и сжатия для конкретных составляющих топливного газа и продуктов его сгорания [1,2]. При этом, достоверность расчетов, как показал анализ использующихся методов [3-5], может быть обеспечена только при учёте зависимости параметров веществ, участвующих в расчётных моделях, от температуры. Без этого невозможно рассчитать энтальпию, работу процессов сжатия и расширения как с использованием вспомогательных функций Z и Y [2]:

$$Z = T^{\frac{c_{p0}}{R}} e^{\frac{bT + \frac{c}{2}T^2 + \frac{d}{2}T^3}{R}}; \quad Y = \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^{\frac{c_{p01}}{R}} e^{\frac{bT + \frac{c}{2}T^2 + \frac{d}{2}T^3}{R}};$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^{3,5} \frac{Y_2}{Y_1}; \quad \frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^{3,5},$$

так и с использованием π - h - T -функций [5]:

$$h_2 - h_1 = \int_{T_0}^{T_2} c_p dT - \int_{T_0}^{T_1} c_p dT \quad \text{и} \quad \pi(T_1) = \pi(T_0) e^{\frac{S_{p1} - S_{p0}}{R}}.$$

В работе [3] приведён краткий алгоритм термодинамического расчёта авиационных ГТД с учётом зависимости свойств воздуха и продуктов сгорания от температуры. В алгоритме расчёта зависимость теплоёмкости от температуры авторы представляют в виде аппроксимирующего полинома n -го порядка

$$c_p = c_p(T, q_T) = \sum_{j=1}^n a_j(q_T) \cdot \left(\frac{T}{1000}\right)^j$$

где $a_j(q_T)$ – коэффициенты полинома, зависящие от величин удельного расхода топлива на 1 кг воздуха q_T , а 1000 – масштабный коэффициент.

Изменение энтальпии в процессе от начальной температуры T_0 до температуры T имеет вид:

$$\Delta h = h(T, T_0, q_T) = \int_{T_0}^T c_p(T, q_T) dT$$

За исходную температуру принимаем $T_0 = 293\text{K}$, так как низшая теплотворная способность топлив даётся для этой температуры. Тогда

$$\Delta h = h(T, T_0, q_T) = 1000 \sum_{j=1}^n \frac{a_j(q_T)}{j+1} \left[\left(\frac{T}{1000} \right)^{j+1} - \left(\frac{T_0}{1000} \right)^{j+1} \right]$$

По данному уравнению с известными T и T_0 находится значение энтальпии. Для нахождения T по известному значению энтальпии решается обратная задача:

$$\Delta h - h(T, T_0, q_T) = 0.$$

Из уравнения адиабаты $R \frac{P}{P_0} = dS$ после интегрирования можно определить отношение давлений в адиабатных процессах сжатия и расширения:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{\exp(S - S_0)}{R}.$$

Величину газовой постоянной следует находить с учетом q_T :

$$R = R(q_T) = 287 + \frac{1 + 1,0862q_T}{1 + q_T}.$$

Отношение давлений запишется:

$$\frac{P}{P_0} = \pi(T, T_0, q_T) = \exp \frac{\left[a_0(q_T) \ln \frac{T}{T_0} \right] + \sum_{j=1}^n \frac{a_j(q_T)}{j} \left[\left(\frac{T}{1000} \right)^j - \left(\frac{T_0}{1000} \right)^j \right]}{R(q_T)}.$$

Обратная задача определения температуры по известному отношению давлений решается в виде

$$\frac{P}{P_0} - \pi(T, T_0, q_T) = 0.$$

Алгоритм, приведённый в работе [3], для термодинамического анализа авиационных двигателей достаточно сложен. Ещё более сложной задачей является анализ циклов ГТД при их работе на природном газе с произвольным составом, зависящим от места его добычи. Необходимость учета переменности свойств воздуха и продуктов сгорания, в процессе термодинамических расчетов циклов очевидна, и отсутствие учёта изменения свойств рабочего тела от температуры и коэффициента избытка воздуха может дать ошибку в вычислениях более 5% [3].

Для решения этой задачи потребовалось создание алгоритма расчета параметров смеси произвольных газов, и массива с данными термодинамических свойств компонентов газового топлива и продуктов сгорания в диапазоне температур от -60 до 1850 °С. Математическая модель термодинамического расчета разработана на основе алгоритма $\pi - h - T$ функций. Достоверная точность используемого метода обеспечена при учете зависимости теплофизических параметров рабочего тела от температуры в цикле и конкретного состава природного газа. В ходе выполнения многочисленных вариантных расчётов газотурбинных двигателей, использующихся для привода центробежных нагнетателей природного газа (НК-12СТ, НК-14СТ, НК-16СТ, НК-38СТ, АЛ-31СТ и др.) было получено хорошее совпадение результатов расчётов по разработанной методике и паспортных данных натурных испытаний ГТД.

На основе созданной математической модели разработан алгоритм и программа термодинамического расчета, которые позволили оценить влияние распределения степени повышения давления по каскадам компрессоров на параметры эффективности конвертирования авиационного двигателя в наземную установку, при суммарной степени повышения давления в компрессорах: π_{Σ} от 15 до 25 и температуры газа перед турбиной высокого давления: $T_T = 1200 \text{ К}$; 1300 К ; 1450 К ; 1600 К .

Исследуемые ГТД, работают в составе газоперекачивающих агрегатов, поэтому критериями эффективности термодинамического процесса являются полезная работа цикла и удельный расход топлива (которым является транспортируемый природный газ). Характер изменения удельного расхода топлива от параметров цикла представляет собой большой интерес для эксплуатации. По результатам расчетов были построены графики зависимости $L_e, \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}\right) = f(\overline{\pi_{\text{КНД}}})$ (рис.1), где относительная степень сжатия в компрессоре низкого давления:

$$\overline{\pi_{\text{КНД}}} = \frac{\pi_{\text{КНД}}}{\pi_{\Sigma}},$$

где $\pi_{\text{КНД}}$ - степень повышения давления в компрессоре низкого давления,

π_{Σ} – суммарная степень повышения давления в ГТД, $\pi_{\Sigma} = \pi_{\text{КНД}} \cdot \pi_{\text{КВД}}$.

Расчет удельной полезной работы производился с учетом механических потерь в опорах, изменения массы рабочего тела по тракту ГТД и гидравлических потерь в цикле. Энтальпию и температуру рабочего тела в цикле определяем с помощью $\pi-h-T$ функций с учетом состава топливного газа и изменением температуры по тракту двигателя.

На рис. 2 построена зависимость $c_{y\delta}, \left(\frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}\right) = f(\overline{\pi_{\text{КНД}}})$ при различных $\frac{T_T}{T_H}$. Удельный расход топлива для газотурбинных двигателей, используемых для перекачки природного газа оценивается, $\text{кг}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$:

$$c_{y\delta} = \frac{3600}{Hu \cdot \eta_e},$$

где Hu – низшая теплотворная способность топлива,

η_e – эффективный КПД цикла.

С повышением температуры газа перед турбиной увеличиваются эффективная работа цикла, эффективный КПД цикла, и снижается удельный расход топлива. Увеличение эффективной работы цикла и уменьшение удельного расхода с ростом π_{Σ} связано с повышением работоспособности рабочего тела и температуры воздуха за компрессором, следовательно, снижением количества подводимого топлива при условии $T_T = \text{const}$.

Из графических зависимостей видно, что при равномерном распределении степени повышения давления по каскадам компрессоров ($\overline{\pi_{\text{КНД}}} = 0,2 \dots 0,5$) уменьшается полезная работа цикла в среднем от 0,5 до 1% и увеличивается

удельный расход топлива от 1% до 2%. Для $\overline{\pi_{КНД}} = 0$ и $\overline{\pi_{КНД}} = 1$, когда вся работа сжатия совершается в одновальном газогенераторе, удельные показатели ГТУ улучшаются.

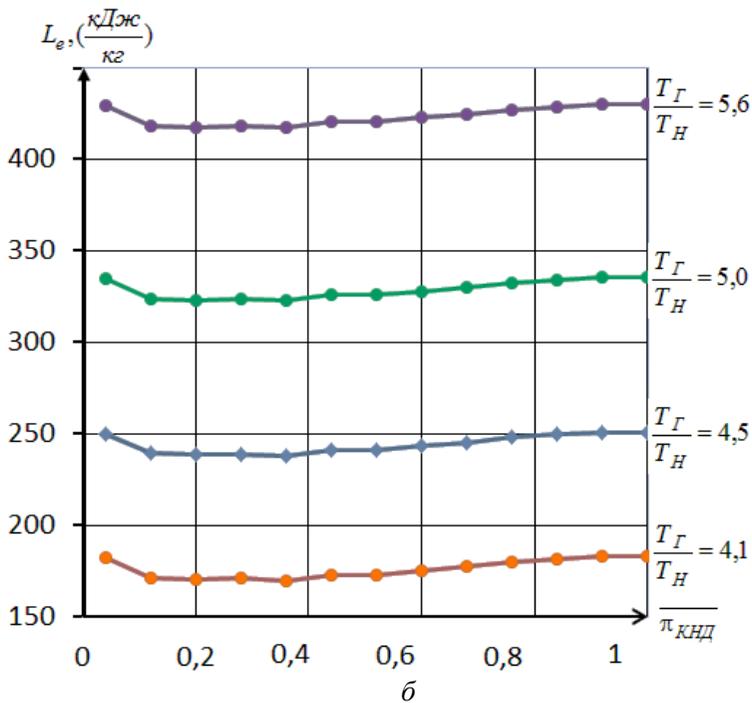
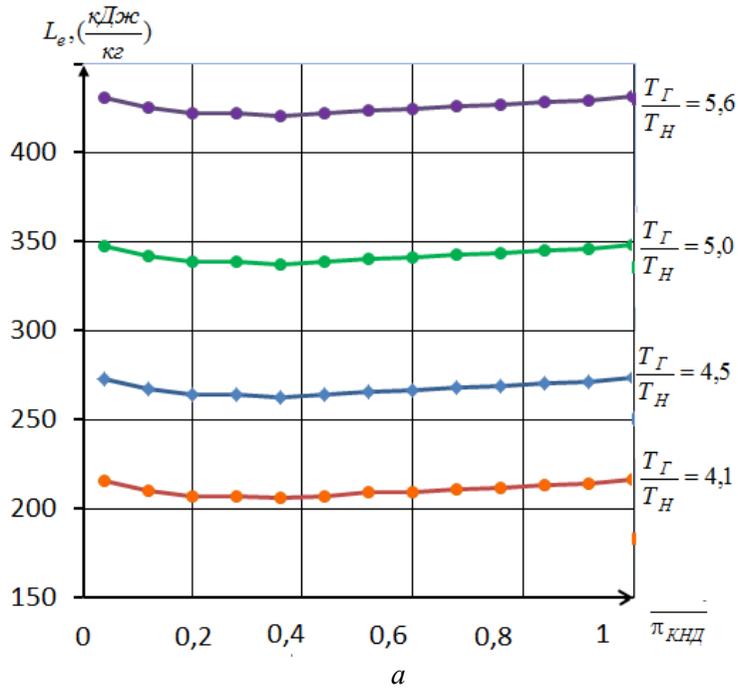


Рис. 1 Зависимость $L_e = f(\overline{\pi_{КНД}})$ при различных суммарных степенях повышения давления: $a - \pi_{\Sigma} = 15$; $b - \pi_{\Sigma} = 25$

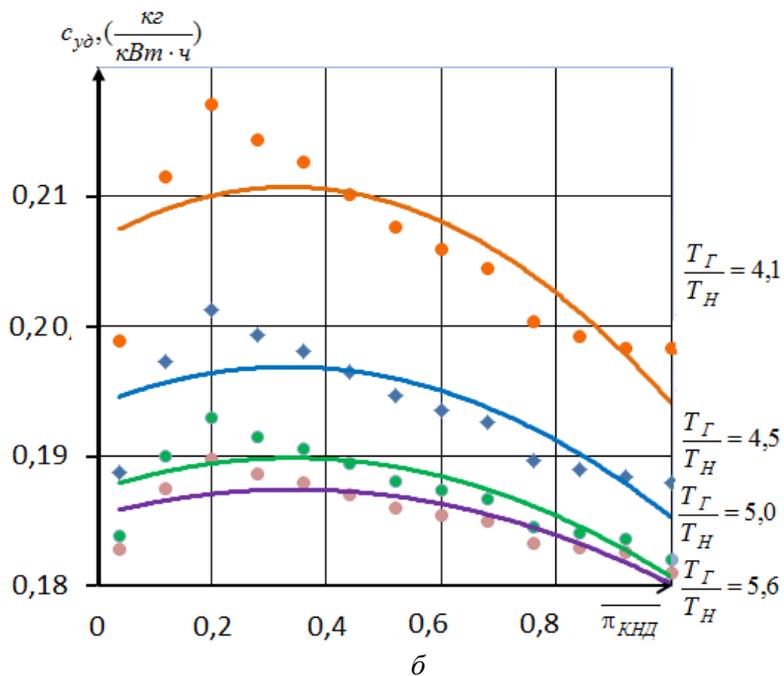
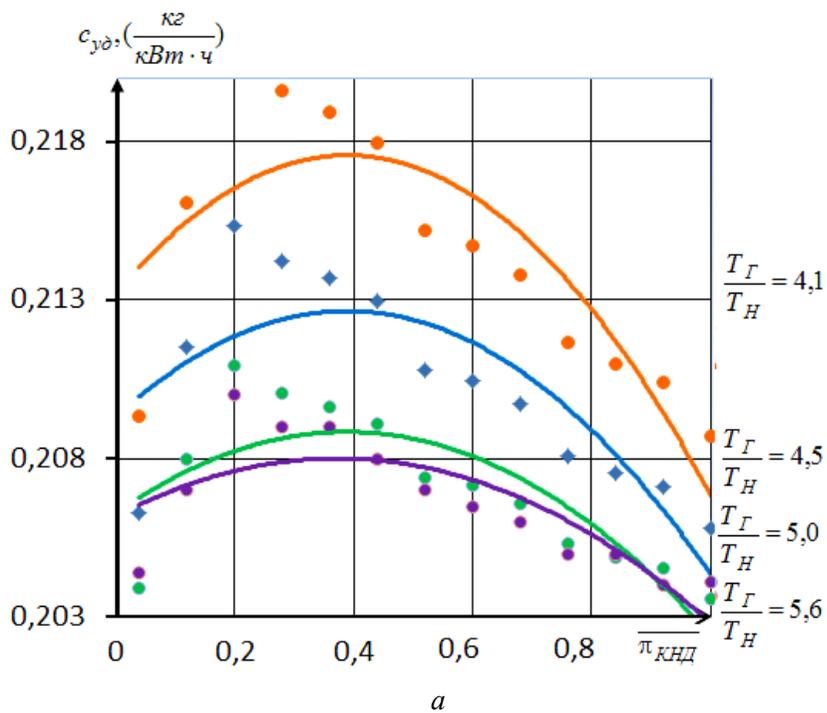


Рис. 2 Зависимость $c_{y\delta} = f(\pi_{КНД})$ при различных суммарных степенях повышения давления: $a - \pi_{\Sigma} = 15$; $b - \pi_{\Sigma} = 25$

Повышение показателей эффективности можно добиться увеличением π_{Σ} . Следовательно, переход к двухвальному газогенератору позволяет реализовать большие значения π_{Σ} с обеспечением хорошего запаса газодинамической устой-

чивости работы компрессора, которую теряет однокаскадный газогенератор при реализации высоких степеней сжатия. Появление второго каскада компрессора увеличивает уровень механических потерь в опорах, и это приводит к незначительному снижению эффективных показателей цикла. Из полученного анализа можно сделать вывод, что оптимальное распределение степени повышения давления по каскадам следует производить с учетом распределения теплоперепада на турбинах компрессоров. Из условия равномерной нагруженности турбин и плавности проточной части – отношение $\pi_{КНД}$ и $\pi_{КВД}$ прямо пропорционально квадрату скольжения роторов двухвального газогенератора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Михеенков Е.Л., Бирюк В.В., Орлов М.Ю. и др. Проведение термодинамических расчетов с учетом переменности свойств рабочего тела // Известия Самарского научного центра РАН. Спец. выпуск. – 2008. – С. 59–66.
2. Гулина С.А., Орлов М.Ю. Упрощение термодинамических расчетов тепловых машин путем использования модели идеальных газов // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. – 2009. – № 3 (Ч. 3). – С. 28-34.
3. Акимов В.М., Бакулев В.И., Курзинер Р.И. Теория и расчет воздушно-реактивных двигателей. – М.: Машиностроение, 1987. – 568 с.
4. Жаров Г.Г., Венцюлис Л.С. Судовые высокотемпературные газотурбинные установки. – Л.: Судостроение, 1973. – 359 с.
5. Дорофеев В.М., Маслов В.Г., Первышин Н.В. Термогазодинамический расчет газотурбинных силовых установок. – М.: Машиностроение, 1973. – 144 с.

Статья поступила в редакцию 20 января 2014 г.

FEATURES OF AIRCRAFT ENGINE CONVERTING INTO GAS TURBINE DRIVE BLOWER FOR GAS-MAIN PIPELINES

S.F. Gulina¹, G.M. Orlova¹, M.Y. Orlov²

¹ Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russia

² Samara State Area of scientific interests
34, Moskovskoye Shosse, Samara, 443086, Russia

This paper discusses the problem of thermodynamic calculation of converted aircraft gas turbine engines powered by natural gas. An algorithm of thermodynamic calculation based on π - h - T functions with exact calculation of changes in thermophysical parameters of the working substance and the fuel gas composition, which allowed to estimate the effect of the distribution of the pressure ratio for the compressor spools on the performance parameters of the aircraft engine converted to gas pipeline pumping unit. It was established that the distribution over the entire range of pressure ratio on the compressor spools of beneficial change in the cycle is from 0.5 to 1%, and the change of specific consumption of fuel – from 1% to 2%.

Keywords: *gas turbine drive, gas transmittal unit, natural gas, the calculation model, the thermodynamic analysis, the cycle work, the specific flow rate of gas fuel.*

*Svetlana A. Gulina (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Gulysina M. Orlova (Ph.D. (Ped.)), Associate Professor.
Michail Y. Orlov (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.*

УДК 665.761

ЭТАПЫ СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНЫХ МАСЕЛ В РОССИИ *

Е.О. Жилкина, С.А. Антонов

Самарский государственный технический университет
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

В работе поэтапно рассмотрено зарождение, становление и развитие производства минеральных масел в России. Описана деятельность В.И. Рагозина, известного предпринимателя и изобретателя, которая оставила яркий след в истории российской нефтепереработки, т.к. помимо предпринимательской деятельности он большое внимание уделял привлечению к исследованиям и разработке технологий масляного производства лучших ученых и инженеров России (Д.И. Менделеева, В.В. Марковникова, Г.А. Шмидта, В.И. Калашикова и других), отмечена деятельность последователей В.И. Рагозина. Перечислены крупнотоннажные предприятия, занимающиеся производством масел в России, рассмотрено современное состояние отечественного масляного производства и основные пути его развития на современном этапе.

Ключевые слова: минеральное масло, содержание серы, индекс вязкости.

Минеральным маслам, производимым из нефти, немногим более ста лет. До начала XX века нефтеперегонные заводы получали преимущественно керосин, широко применяемый в технике освещения, а остаток – мазут, впрочем, как и легкие фракции – использовали некачественно. Неслучайно этот период назван керосиновым или осветительным.

В поисках путей использования мазута на первых порах его добавляли к су-репному маслу или свиному жиру, но затем он сделался исходным сырьем для получения смазочных масел.

Нефтяные масла появились в России во второй половине XIX века, в период бурного развития промышленности, который требовал резкого роста потребления и производства смазочных масел.

Согласно имеющимся документам в 1870 г. в Крыму (около Керчи) на заводе промышленника Саханского стали производить нефтяные смазочные масла [1].

Одним из первых на возможность получения смазочных масел из мазута тяжелых кавказских нефтей обратил Д.И. Менделеев. Его исследования кавказской

* Работа выполнена при поддержке стипендии президента РФ, проект № СП-1876.2013.1. Работа проведена с использованием оборудования ЦКП «Исследование физико-химических свойств веществ и материалов» Самарского государственного технического университета при финансовой поддержке Минобрнауки России.

Евгения Олеговна Жилкина (к.х.н.), доцент кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа».

Сергей Александрович Антонов, старший преподаватель кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа».

нефти, проведенные совместно с В.В. Марковниковым, оказали большое влияние на развитие нефтяного масляного дела в России. На основании этих исследований крупный нефтепромышленник В.И. Рагозин в 1870 г. построил в Нижнем Новгороде небольшой опытный завод по получению смазочных масел, состоявший из одного перегонного куба вместимостью 60 ведер. Так один из крупнейших промышленных и торговых центров России – Нижний Новгород – стал колыбелью отечественного производства жидких смазочных материалов [1, 2].

Процесс производства масел по Рагозину выглядел следующим образом. Сначала от остатка перегонки нефти отгоняли 1–1,5 % керосина. Затем кубовый продукт отстаивали, очищали серной кислотой, слабым раствором гидроксида натрия, промывали несколько раз водой и укупоривали в бочки. Стоит отметить, что нефтяные масла тогда были в 3–4 раза дешевле животных и растительных.

Спустя пять лет Рагозин приступил к постройке на Волге (в Балахне) первого в мире завода по выработке минеральных масел производительностью 100 тыс. пудов (1,6 тыс. т) в год. На заводе вырабатывали четыре сорта масел: веретенное, машинное, вагонное зимнее и вагонное летнее. Остаток кубов использовался как колесная мазь вместо дегтя.

Энергичный предприниматель и изобретатель В.И. Рагозин в 1879 г. ввел в действие завод смазочных масел в Константинове (Ярославская губ.), работавший на экспорт. В лабораториях этого завода в 1880–1881 гг. под непосредственным руководством Д.И. Менделеева разрабатывались научные основы масляного производства. Масла, производимые на константиновском заводе, вытеснили со временем с европейских рынков американские [3].

Деятельность В.И. Рагозина оставила яркий след в истории российской нефтепереработки. Им тактически грамотно была решена сложная проблема перехода от опытного небольшого завода к крупнейшему для того времени предприятию. Также В.И. Рагозин уделял большое внимание привлечению к исследованиям и разработке технологий масляного производства лучших ученых и инженеров России (Д.И. Менделеева, В.В. Марковникова, Г.А. Шмидта, В.И. Калашникова и других) [1]. Для этих целей были организованы впервые в России специализированные лаборатории по исследованию нефтяных масел, установлены деловые контакты с кафедрами и лабораториями ведущих высших учебных заведений Санкт-Петербурга, Москвы и Парижа.

Наряду с жидкими продуктами на заводах товарищества производства минеральных масел «В.И. Рагозин и К^о» вырабатывали и «экипажные мази», или коломази – твердообразные (консистентные) смазочные материалы для смазки ступиц колес экипажей, повозок и других транспортных средств [2].

Международное признание российские смазочные материалы, которые первоначально были названы «олеонафтами», получили на всемирной выставке в Париже в 1878 г. «Олеонафты» Виктора Рагозина вызвали большой интерес у специалистов различных стран, так как по своим характеристикам и качеству оказались гораздо лучше всех других применявшихся в то время зарубежных смазочных материалов [4].

В дальнейшем последователи В.И. Рагозина продолжили его дело, расширили ассортимент, усовершенствовали технологию и заметно улучшили качество масел. С 1912 г. константиновский завод вошел в структуру «Товарищество нефтяного производства братьев Нобилей». К тому времени корпорация Нобилей занимала ведущие позиции в мире по производству смазочных масел, владея 10 маслозаводами, преимущественно в Баку, где производство смазочных масел

возникло несколько позднее, чем в центре России, – в 1880 г.

Одной из причин успешной деятельности было умелое привлечение по всем направлениям нефтегазового дела ведущих российских инженеров и ученых. Так, например, во главе нобелевской лаборатории находился один из авторитетнейших ученых и практиков того времени, доктор химии Л.Г. Гурвич. В производстве масел он одним из первых организовал входной контроль качества сырья и вырабатываемых товарных продуктов. Им был разработан ряд эффективных методов исследования нефтепродуктов [1, 2].

В предреволюционный период по объему производства и ассортименту выпускаемых смазочных масел вслед за «Товариществом нефтяного производства братьев Нобилей» располагались следующие компании: «Товарищество производства русских минеральных масел и других химических продуктов под фирмой «Шибает и К^О», «Нефтепромышленное и торговое общество Варинские технико-химические заводы И.Н. Тер-Акопова», «Каспийское товарищество», «Нефтепромышленное и торговое общество А.И. Манташев и К^О» и др., производящие в том числе и смазочные масла.

С начала 80-х годов XIX века производство нефтяных масел было организовано на нескольких небольших нефтеперегонных и специализированных заводах Москвы, Санкт-Петербурга, Муромы и других российских городов.

В Грозненском районе масляные заводы создавались при непосредственном участии К.В. Харчикова – одного из учеников и последователей Д.И. Менделеева [4]. Он за сравнительно короткое время активной работы в области исследования масел внес огромный вклад в науку и практику отечественного масляного производства. Результативная и эффективная деятельность Д.И. Менделеева, В.В. Марковникова, К.В. Харчикова, Л.Г. Гурвича, так же как и других выдающихся ученых – Н.П. Петрова, Н.Е. Жуковского, Ф.Ф. Бейльштейна, В.Н. Оглоблина, С.И. Ламанского, А.Н. Настюкова, и определили мировой приоритет России в области производства нефтяных масел [1, 5].

В период после Октябрьской революции и до наших дней история производства масел в России знала много взлетов и падений. Вместе со всей нефтеперерабатывающей российской промышленностью масляное производство пережило послереволюционную хозяйственную разруху, национализацию всех нефтяных предприятий, расширение производства в предвоенный период и в период Великой Отечественной войны 1941-1945 гг., когда фронту требовалось большое количество смазочных масел для военной техники.

Вторая половина XX в. ознаменована разработкой крупнейших запасов углеводородного сырья в Западной Сибири, параллельно с которой развивалось и производство масел в стране. Не обошел отрасль масляного производства спад промышленного производства, обусловленный политическими изменениями, произошедшими в России в конце XX в. [1].

В настоящее время крупнотоннажным производством масел в России занимаются в основном 10 предприятий с общим объемом производства примерно 3000 тыс. т/год [6]. Масла выпускаются Ангарским нефтеперерабатывающим заводом, Новокуйбышевским заводом масел и присадок, ОАО НК «Роснефть – Московский завод «Нефтепродукт» [7]. Также масла производят «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез», Ново-Уфимский нефтеперерабатывающий завод, ныне ОАО «НУНПЗ-Novoil», «Лукойл-Волгограднефтепереработка» – предприятие топливно-масляного профиля в г. Волгограде, «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» – предприятие топливно-масляного профиля в

г. Кстово Нижегородской области, «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез», предприятие топливно-масляного направления, ОАО «Газпромнефть-Омский нефтеперерабатывающий завод», ОАО «Орскнефтеоргсинтез» и некоторые другие предприятия [6].

Российское производство базовых масел, созданное в 50-80-е годы прошлого века, более чем на 98 % основано на экстракционных технологиях [8]. В зависимости от качества перерабатываемого сырья и набора технологических установок отечественными предприятиями вырабатываются базовые дистиллятные масла с содержанием серы 0,5–0,8 % мас. и остаточные с содержанием серы 0,8–1,2 % мас. [9].

Для производства моторных масел, применяемых в автомобильных двигателях 4-го и 5-го экологического класса, необходимы базовые масла с содержанием серы менее 0,03 % мас., т.е. II и III группы по принятой в мировой практике классификации API (I группа – базовые масла с содержанием серы выше 0,03 % мас.; II группа – содержание серы менее 0,03 % мас., индекс вязкости до 120; III группа – содержание серы менее 0,03 % мас., индекс вязкости выше 120) [10]. Без использования моторных масел, изготовленных на основе II и III групп, перевод транспорта на топлива 4-го и 5-го экологического класса с точки зрения снижения токсичности неэффективен.

Базовые масла, отвечающие требованиям API, можно получать путем изменения химического состава посредством применения различных гидрогенизационных процессов, которые могут включаться в традиционную схему (гидроочистка, гидроконверсия рафинатов) или заменять сольвентные процессы (гидрокрекинг, каталитическая депарафинизация) [3, 11, 12].

Сочетая процесс гидрокрекинга с последующим фракционированием, сольвентную депарафинизацию и гидрофинишинг, можно получать базовые масла II и III группы качества, однако данная технология слишком дорога при модернизации существующего производства. Недостатками данной технологии являются значительная энергоемкость процесса гидрокрекинга, наличие высоких температур и давлений, жесткие требования к чистоте водорода и большое его потребление. Из-за жестких условий реакции гидрокрекинга часто возникают проблемы с цветом, стабильностью и токсичностью масел, что требует дополнительной их доочистки путем гидрирования или сольвентной экстракции [11].

Низкосернистые высокоиндексные базовые масла можно также получать, подвергая гидроочистке рафинат селективной очистки с последующей его гидродепарафинизацией взамен сольвентной депарафинизации. Гидроочистка рафината (гидроподготовка) позволяет снизить в нем содержание серы и азота перед установкой гидродепарафинизации, где парафин, находящийся в рафинате, частично превращается в изомеризат с высоким индексом вязкости и низкой температурой застывания. Однако данная технология имеет существенный недостаток: требует больших капиталовложений в две стадии технологического процесса – гидроподготовку и гидродепарафинизацию, при этом исключается производство парафина.

Еще один способ получения базовых масел с повышенным ИВ – изомеризация парафина или парафинистого продукта (гача) с установки сольвентной депарафинизации масел. Преимуществом данной технологии является получение базовых масел с очень высоким индексом вязкости – от 120 до 140 пунктов и более. Недостатком является то, что парафин также является ценным продуктом, производство которого в данном случае будет ограничено или полностью прекраще-

но, если парафин уже производится.

Возможен также вариант получения базовых масел с высоким индексом вязкости путем интегрирования установки гидрокрекинга вакуумного газойля с существующим производством масел. Недостатком данной технологии являются также большие капитальные затраты (требуются высокие давления и температуры, блок фракционирования), а также снижение выхода смазочных масел из-за высокой глубины превращения.

Необходимо отметить, что негативными моментами «чистой» гидрокаталитической технологии является увеличение доли маловязких базовых масел за счет вязких и высоковязких, исключение возможности получения парафина, ароматизированных продуктов для производства сажи, пластификаторов. Очевидно, что по этим и другим (высокие капиталовложения в строительство) причинам необходимо рациональное сочетание набора традиционных и гидрокаталитических процессов [9, 13].

В настоящее время первоочередной задачей данной отрасли нефтепереработки является модернизация существующего производства с внедрением гидрогенизационных технологий, что позволит производить базовые масла, способные конкурировать с продукцией крупнейших мировых производителей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Матвейчук А.А., Фукс И.Г., Тыщенко В.А.* Триумф российских олеонафтов: Очерки истории отечественного масляного производства. – М.: Древлехранилище, 2010. – 244 с.
2. *Фукс И.Г., Холодов Б.П.* Нефть, газ и продукты их переработки. – М.: Нефть и газ, 1994. – 163 с.
3. Селективная очистка масляного сырья / Р.Г. Нигматуллин, П.А. Золотарев, Н.Р. Сайфуллин, Г.Г. Теляшев, А.С. Меджибовский. – М.: Нефть и газ, 1998. – 208 с.
4. *Матвейчук А.А.* Парижский триумф русских олеонафтов. У истоков нефтяной промышленности России. – М.: Известия, 2000. – 232 с.
5. *Матвейчук А.А., Фукс И.Г.* Истоки российской нефти. – М.: Древлехранилище, 2008. – 416 с.
6. *Цветков О.Н.* Перспективы российского масляного производства // Мир нефтепродуктов. – 2011. – № 4. – С. 3-8.
7. *Цветков О.Н., Телепень А.Н.* Инновационный центр российского масляного производства // Мир нефтепродуктов. – 2011. – № 7. – С. 8-15.
8. *Цветков О.Н.* Смазочные масла – основа технического прогресса // Мир нефтепродуктов. – 2008. – № 2. – С. 23-27.
9. *Плешакова Н.А., Шабалина Т.Н., Тыщенко В.А. и др.* Включение процесса гидрооблагораживания рафинатов в схему производства масел // Сборник научных трудов ОАО СвНИИ НП. – Самара, 2008. – С. 175-180.
10. *Lynch T.R.* Process Chemistry of Lubricant Base Stocks. – CRC Press, Taylor & Francis Group. Boca Raton London New York, 2008. – 369 p.
11. Гидрокрекинг – передовая технология нового тысячелетия. Информационно-аналитический обзор. – М.: ОАО ЦНИИТЭнефтехим, 2002. – 166 с.
12. *Школьников В.М., Ускова Н.А., Степура О.С.* Каталитические процессы депарафинизации в производстве базовых масел // Химия и технология топлив и масел. – 2000. – № 1. – С. 23-25.
13. Включение гидрокаталитических процессов в схему производства масел ООО «НЗМП» / *Н.А. Плешакова, Н.А. Шейкина, В.А. Тыщенко и др.* // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – № 1. – С. 62-64.

Статья поступила в редакцию 20 января 2014 г.

STAGES OF FORMATION AND PRODUCTION OF MINERAL OILS IN RUSSIA

E.O. Zhilkina, S.A. Antonov

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100

In this paper initiation, formation and development of mineral oils production in Russia was considered step-by-step. The activity of the famous entrepreneur and inventor V.I. Ragozin was described. This activity placed himself on a record of Russian oil refinery due to paying a great attention not only to business but also to engaging best scientists and engineers of Russia (D.I. Mendeleev, V.V. Markovnikov, G.A. Schmidt, V. Kalashnikov and others) in the process of researching and developing of oil production technologies. Besides the activity of V.I. Ragozin's followers was also reviewed. In this article the large-tonnage Russian companies of oil production were listed. The current state of the domestic oil production and the main ways of its development at the present stage were also discussed.

Keywords: *petroleum oil, sulfur content, viscosity index.*

*Evgenia O. Zhilkina (Ph.D (Chem.)), Associate professor.
Sergey A. Antonov, Senior Lecture.*

УДК 532.546

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАВОДНЕНИЯ В ДВОЯКОПЕРИОДИЧЕСКОЙ ОБЛАСТИ: СЛУЧАЙ ПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ *

А.Е. Касаткин

Самарский государственный университет
443011, г. Самара, ул. Академика Павлова, 1
E-mail: darantion_yag@mail.ru

Настоящее исследование посвящено моделированию процесса заводнения в двоякопериодической области, а именно решению задачи о продвижении фронта вытеснения нефти водой на площади элемента выбранной двоякопериодической (рядной, площадной) схемы расстановки скважин. Совместное течение жидкостей описывается моделью поршневого вытеснения: физические свойства воды и нефти полагаются различными, а слой водонефтяного контакта (ВНК) – бесконечно тонким, в связи с чем ВНК совпадает с фронтом вытеснения.

Ключевые слова: заводнение, двоякопериодическая решетка, поршневое вытеснение, водонефтяной контакт, обводнение скважин, коэффициент охвата по площади.

Введение и актуальность исследования, его цели и задачи

Заводнение – первый в истории вторичный метод нефтедобычи и одна из старейших технологий в нефтяном промысле, доказавшая свою эффективность за десятилетия применения: с ее помощью, к концу XX – началу XXI вв. осуществлялась добыча 90 % «черного золота» в РФ [1] и 50 % в США [2, 3]. Основная идея заводнения заключается в закачке в нефтеносный пласт так называемого вытесняющего агента (обычно воды): нагнетаемая с поверхности жидкость восстанавливает упавшее пластовое давление, в то время как между ней и ранее неосвоенной нефтью формируется фронт вытеснения, проталкивающий нефть в сторону добывающих скважин.

Одним из ключевых аспектов обсуждаемой технологии является геометрия взаимной расстановки добывающих и нагнетательных скважин на территории нефтеносного пласта, соотношение их числа и мощности: задачи, включающие подобный теоретический анализ, остаются актуальными и в наше время.

Прогнозирование хода заводнения, анализ его качественных и количественных характеристик при различных схемах расстановки скважин – цель настоящего исследования: для ее достижения была поставлена и решена задача о мониторинге водонефтяного контакта (ВНК) в процессе вытеснения нефти нагнетаемой водой. В результате был разработан программный комплекс для сравнительного анализа различных схем расстановки скважин: геометрия схем заводнения является одним из входных параметров программы. Основанный на решении задачи о мониторинге ВНК (фронта вытеснения), программный комплекс позволяет проводить как качественное, так и количественное сравнение схем расстановки скважин: в качестве выходных данных можно назвать картины заводненной об-

* Работа поддержана грантом РФФИ 13-01-97008-р_поволжье_а.

Андрей Евгеньевич Касаткин, аспирант.

ласти, позволяющие оценить характер вытеснения нефти в различные моменты времени, а также время начала обводнения добывающих скважин и коэффициент охвата по площади ($K_{\text{охв}}^1$). Необходимым условием предлагаемого решения является допущение о гладкости фронта вытеснения в процессе его мониторинга: в связи с этим получение результатов возможно только до момента начала обводнения добывающих скважин, т. е. окончания «безводного» периода добычи [1].

Задача о мониторинге ВНК: постановка и решение

Настоящее исследование основано на результатах, полученных в работе [4], и обобщает ранее построенное решение аналогичной задачи на случай так называемого поршневого вытеснения.

В рамках решаемой задачи нефтеносный пласт полагается однородным, плоским, бесконечным, фиксированной толщины; добывающие и нагнетательные скважины, разрабатывающие моделируемое месторождение, размещаются на его поверхности повторяющимися наборами, образующими ячейки двоякопериодической решетки. Благодаря двоякой периодичности совместная фильтрация жидкостей протекает одинаковым образом во всех ячейках решетки: в связи с этим область исследования может быть сужена до одной ячейки. Указанная модель пласта и схема размещения скважин были описаны в работах [4, 5] и использовались в рамках настоящего исследования без изменений: как и в предыдущем случае, все вычисления производятся в комплексной плоскости.

Основное отличие настоящей задачи от ее предшественницы [4] заключается в применении модели поршневого вытеснения нефти водой, что позволяет учесть различия в физических свойствах жидкостей. Указанное изменение значительно усложняет процесс решения задачи о мониторинге ВНК, в то же время заметно приближая модельные представления к реалиям нефтедобытчиков. В рамках настоящего исследования допускается различие в вязкостях (μ) нефти (oil) и воды (water): из-за разницы в физических свойствах жидкостей наблюдается разрыв касательной компоненты V_t комплексной функции скорости $V(z)$ (далее будет использована ее комплексно-сопряженная форма $\bar{V}(z)$) на ВНК. При этом нормальная компонента V_n скорости и давление p сохраняют непрерывность:

$$V_t^{oil} \mu_{oil} = V_t^{water} \mu_{water}; \quad V_n^{oil} = V_n^{water}; \quad p^{oil} = p^{water}. \quad (1)$$

В связи со скачком значений $\bar{V}(z)$, обусловленным разрывом касательной компоненты, возникла необходимость в определении функции скорости на ВНК. Также разумным представляется проводить дальнейшие рассуждения в системе координат (\vec{t}, \vec{n}) , образуемой векторами касательной и нормали, связанными с точками фронта вытеснения $z(x, y)$ так, как показано на рис. 1а: здесь ВНК представлен замкнутым контуром L , разделяющим области, занятые водой (WATER) и нефтью (OIL). При этом комплексная функция скорости примет вид $\bar{V}(z) = V_x(z) - iV_y(z) = [V_t(z) + iV_n(z)]e^{-i\alpha}$, где угол α связан с точкой z (см. рис. 1а).

Рассмотрим вид $\bar{V}(z)$ на контуре L : она представляет собой полусумму значений скоростей фильтрации со стороны воды и нефти:

¹ Коэффициент охвата по площади позволяет оценить объемы осваиваемых нефтяных запасов и определяется как отношение $S_{\text{зав.обл.}} / S_{\text{исслед.обл.}}$ площадей $S_{\text{зав.обл.}}$ заводненной области и $S_{\text{исслед.обл.}}$ заводняемого участка [2].

$$\bar{V}(z) = \frac{1}{2}(\bar{V}^{oil}(z) + \bar{V}^{water}(z)) = \left(\frac{(1+\kappa)}{2} V_t^{water}(z) + i V_n^{water}(z) \right) e^{-i\alpha}, \quad (2)$$

где $\kappa = \mu^{water} / \mu^{oil}$ – величина, обратная коэффициенту подвижности М. Вид функции скорости во многом определил необходимость учитывать как скачок значений касательной компоненты на ВНК, так и двоякую периодичность исследуемой области:

$$\bar{V}(z) = \Phi(z) + \frac{1}{2\pi i} \oint_L \zeta(\tau - z) \gamma(\tau) d\tau. \quad (3)$$

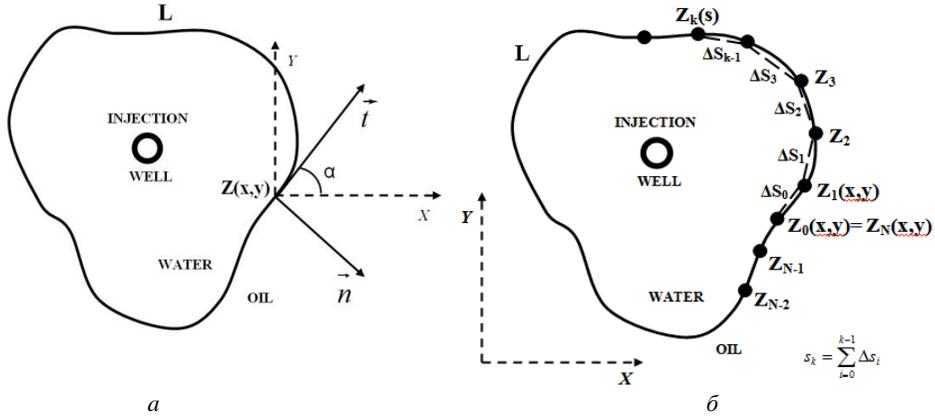


Рис. 1. Положение векторов (\vec{t}, \vec{n}) , связанных с выбранной точкой $z(x,y)$, на ВНК (а) и схема разбиения контура L (б) для вычисления сингулярного интеграла (см. уравнение 4)

Здесь $\Phi(z)$ представляет собой функцию скорости, полученную в [4] для двоякопериодической схемы заводнения:

$$\Phi(z) = -\sum_{u=1}^{n_1} \frac{Q_u^{(prod)}}{2\pi h} (\zeta(z - z_u) + a(z - z_u) - \beta(\overline{z - z_u})) + \sum_{w=1}^{n_2} \frac{Q_w^{(inject)}}{2\pi h} (\zeta(z - z_w) + a(z - z_w) - \beta(\overline{z - z_w})),$$

где n_1 и n_2 – число добывающих (мощности Q_u) и нагнетательных (мощности Q_w) скважин соответственно, размещенных в точках z_u и z_w (u и w – индексы сумм) ячейки двоякопериодической решетки;

$$\zeta(z) = \frac{1}{z} + \sum_{n,m=-\infty}^{\infty} \left(\frac{1}{z - \omega} + \frac{1}{\omega} + \frac{z}{\omega^2} \right) - \text{дзета-функция Вейерштрасса};$$

$$\beta = \frac{\pi}{\Delta} \text{ и } \alpha = \beta - \frac{2}{\omega_1} \zeta(\omega_1/2) - \text{числовые параметры, обеспечивающие двоякую}$$

периодичность $\zeta(z)$ [6, 7];

Δ – площадь ячейки;

h – толщина пласта;

ω – узел двоякопериодической решетки ($\omega = m\omega_1 + n\omega_2/m, n \in \mathbb{Z}$).

Применяя для (3) формулы Сохоцкого – Племеля, можно получить выражения для $\bar{V}^{water}(z)$, $\bar{V}^{oil}(z)$ и далее для функции $\gamma(z) = \bar{V}^{water}(z) - \bar{V}^{oil}(z) = V_t^{water}(z)[1 - \kappa]e^{-i\alpha}$. Согласно (2) для вычисления значений скорости $\bar{V}(z)$ на ВНК достаточно определить касательные V_t^{water} и нормальные

V_n^{water} компоненты скорости со стороны воды, которые находятся из следующего интегрального уравнения:

$$\left[\frac{1+\kappa}{2} V_t^{water}(z) + iV_n^{water}(z) \right] e^{-i\alpha} = \Phi(z) + \frac{1-\kappa}{2\pi i} \oint_L \zeta(\tau-z) V_t^{water}(\tau) e^{-i\alpha'} d\tau, \quad (4)$$

где угол α' связан с точкой на контуре L , определяемой переменной τ .

При решении (4) следует перейти от контурного интеграла к определенному, для чего удобно воспользоваться естественной параметризацией, как показано на рис. 1б: здесь каждой точке z_k соответствует значение s_k параметра длины дуги, т. е. $z_k = z(s_k)$. Для вычисления сингулярного интеграла, входящего в состав (4), использовался комплексный метод граничных элементов (схема разбиения границы L показана на рис. 1б) с линейной аппроксимацией подынтегральной функции: при этом сингулярная часть бралась в смысле главного значения Коши, а для построения квадратурных сумм использовалась формула трапеций.

Мониторинг ВНК осуществлялся посредством вычисления траекторий $z(t)$ отслеживаемых частиц (трассеров): объединение положений трассеров в выбранный момент времени t образует фронт вытеснения. Для определения траектории отдельной частицы z использовалась система уравнений из работы [4] (с учетом выражения (2) для определения функции скорости на ВНК):

$$\left. \begin{aligned} m \frac{\partial \bar{z}}{\partial t} &= \left[\frac{(1+\kappa)}{2} V_t^{water}(z) + iV_n^{water}(z) \right] e^{-i\alpha}, \\ z_{t=0} &= z_0 + r_w e^{i\theta}. \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Здесь m – пористость пласта; z_0 – центр призабойной зоны радиуса r_w нагнетательной скважины, сквозь которую в месторождение поступает вода. Изначально все отслеживаемые частицы размещаются вокруг ствола скважины на равном удалении от центра: угол θ указывает на точное местоположение трассера относительно центра z_0 колонны, а величина $\Delta\theta$ определяет суммарное число трассеров. Для решения системы (5) применялись методы Рунге – Кутты, модифицированные для использования в комплексной плоскости.

Результаты расчетов

В рамках настоящего исследования были проведены два численных эксперимента: опыты проводились с целью сравнить результаты, получаемые в рамках моделей разноцветных жидкостей и поршневого вытеснения, а также оценить влияние различия в вязкостях воды и нефти на эффективность заводнения. Для экспериментов были задействованы пятиточечная, лобовая рядная, семиточечная и девятиточечная схемы расстановки скважин. Суммарные дебиты добычи и закачки принимались равными, число отслеживаемых трассеров составило 180, для численного решения основной задачи Коши (5) применялась схема Эйлера.

Первый эксперимент был посвящен сравнению результатов, полученных для моделей «разноцветных жидкостей» и поршневого вытеснения: физические свойства воды и нефти полагались одинаковыми. Часть результатов эксперимента представлена в табл. 1: здесь перечислены значения времени τ прорыва воды в добывающие скважины, а также коэффициента ($K_{охв}$) охвата по площади. Для большей наглядности таблица дополнена столбцом данных о $K_{охв}$ из монографии Ф. Крэйга [8] для коэффициента подвижности, равного единице.

Сравнительный анализ показывает хорошее соответствие количественных результатов, полученных в рамках применения обеих моделей; также было зафик-

сировано визуальное сходство картин заводненной области для всех четырех исследованных схем расстановки скважин. Полученные графические данные качественно соответствуют результатам как математического моделирования [9], так и физических экспериментов [10], описанных другими авторами.

Таблица 1

Результаты подсчетов τ и $K_{охв}$ для нескольких схем заводнения

Схема заводнения	Данные о τ и $K_{охв}$, полученные из разных источников				
	Разноцветные жидкости		Поршневое вытеснение		Ф. Крэйг
	τ	$K_{охв}, \%$	τ	$K_{охв}, \%$	$K_{охв}, \%$
Пятиточечная обращенная	2288	72	2304	72,5	70
Лобовая рядная	1815	57	1820	57,2	58
Семиточечная обращенная	1539	74,6	1548	75,2	73
Девятиточечная обращенная	1108	52,3	1108	52,7	55

Целью второго эксперимента стала оценка влияния различия в вязкостях на эффективность процесса заводнения: в рамках опытов физические свойства воды и нефти полагались различными. Известно [1, 8], что с увеличением разницы в вязкостях воды и нефти наблюдается уменьшение нефтеотдачи из-за растущей нестабильности процесса заводнения. Кроме того, возможно проявление эффекта, называемого «вязким пальцами» [11, 12], при котором нагнетаемая вода «пронзает» нефтяную область острыми мысами (пальцами), оставляя за собой неосвоенные нефтяные запасы. Рис. 2 демонстрирует указанный эффект для четверти элемента пятиточечной (обращенной) схемы заводнения: изображение слева соответствует картине «вязких пальцев», полученной в рамках настоящего исследования, изображение справа – данным из работы [12] (Figure 6a в цитируемой работе). Таким образом, описанный эффект был обнаружен в ходе второго численного эксперимента при определенных значениях параметра k , индивидуальных для каждой схемы заводнения. Следует отметить, что вопрос неустойчивости ВНК не является предметом настоящего исследования и может быть изучен в будущем.

Часть результатов второго эксперимента представлена ниже. На рис. 3 изображена заводненная область для семиточечной и девятиточечной (обращенных) схем расстановки скважин в момент прорыва воды τ и для различных отношений вязкостей k : на картинах представлены окрестности добывающих скважин (белые круги), в сторону которых движется фронт вытеснения (траектории частиц жидкости обозначены белым). При сравнении изображений виден схожий характер изменений в форме мысов, образуемых нагнетаемой водой: подобный характер изменений наблюдается для всех четырех исследованных схем заводнения.

Значения $K_{охв}$, подсчитанные в рамках второго эксперимента для всех четырех схем заводнения, приведены в табл. 2; для наглядности столбцы данных также дополнены результатами Ф. Крэйга [8] для коэффициента подвижности $M=1$. В рамках настоящего исследования $M=1/k$. Аббревиатура VF (viscous fingers) указывает на появление «вязких пальцев» для выбранной схемы заводнения, из-за чего дальнейший мониторинг ВНК для данного значения k невозможен.

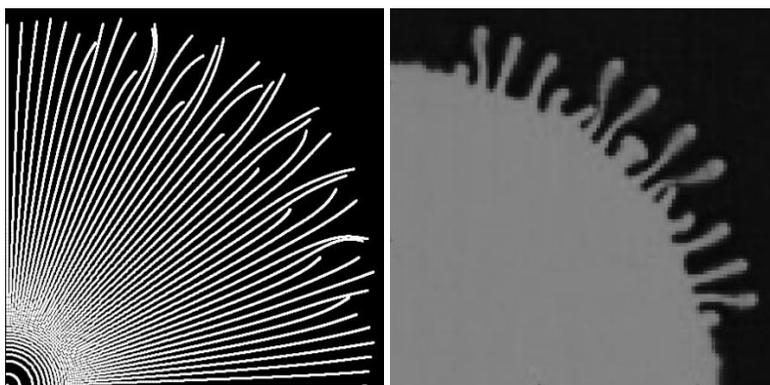


Рис. 2. Пример «вязких пальцев» для четверти элемента пятиточечной обращенной схемы заводнения

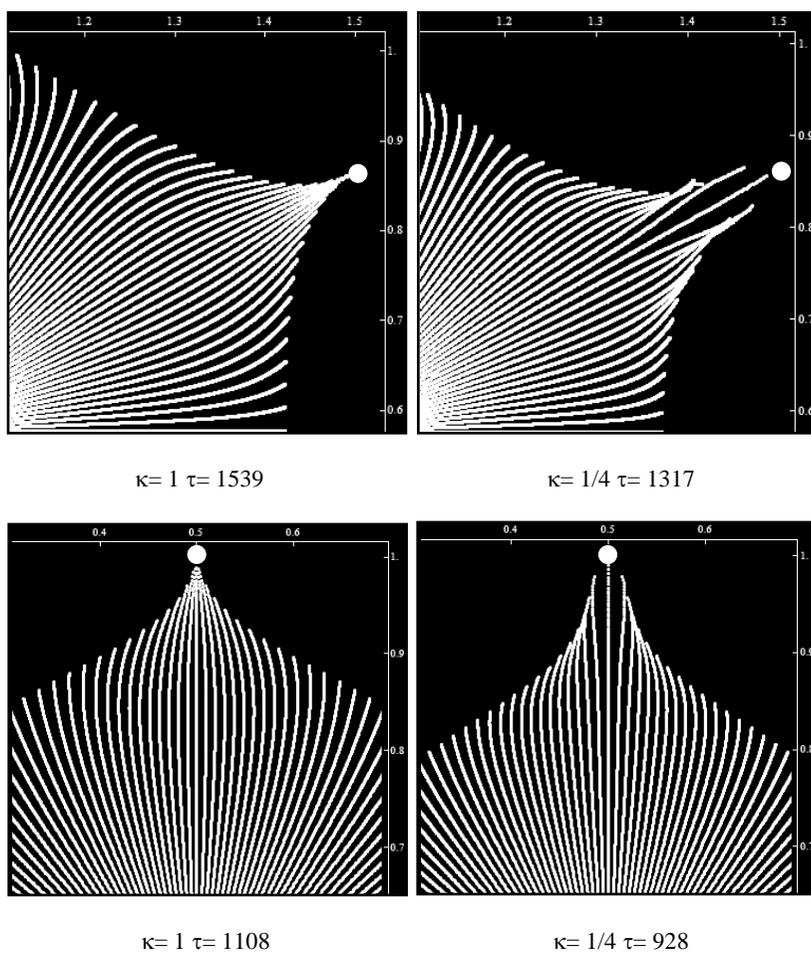


Рис. 3. Картины заводненной области для семиточечной и девятиточечной (обращенных) схем расстановки скважин при различном отношении к вязкостей воды и нефти

Значения $K_{охв}$ при различном отношении вязкостей воды и нефти, %

Схема заводнения	Величина $K_{охв}$ при различных значениях κ				
	Ф. Крэйг	$\kappa = 1$	$\kappa = 1/2$	$\kappa = 1/3$	$\kappa = 1/4$
Пятиточечная	70	72,5	63,5	60	VF
Лобовая рядная	58	57,2	47	VF	VF
Семиточечная	73	75,2	68,5	65,3	63,3
Девятиточечная	55	52,7	48	45,5	44

Результаты эксперимента подтверждают выводы, сделанные другими авторами: с увеличением разницы в вязкостях наблюдается сокращение «безводного» периода нефтедобычи и уменьшение площади, охватываемой заводнением, что негативно сказывается на нефтеотдаче.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1998. – 465 с.
2. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: ЮКОС-Schlumberger, 2001. – 144 с.
3. Уиллхайт Г. Пол. Заводнение пластов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 788 с.
4. Касаткин А.Е. Сравнительный анализ схем расстановки скважин при заводнении // Вестник Самарского государственного университета. Естественная серия. – 2013. – № 9/2 (110). – С. 197-208.
5. Касаткин А.Е. Моделирование процессов заводнения с помощью эллиптических функций Вейерштрасса // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2013. – № 3 (39). – С. 43-49.
6. Астафьев В.И., Ротерс П.В. Моделирование двоякопериодических систем добывающих скважин // Вестник Самарского государственного университета. Естественная серия. – 2010. – № 4 (78). – С. 5-11.
7. Астафьев В.И., Ротерс П.В. Моделирование двоякопериодических систем добывающих скважин. 2. Коэффициент продуктивности // Вестник Самарского государственного университета. Естественная серия. – 2011. – № 8 (89). – С. 118-127.
8. Крэйг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.: Недра, 1974. – 192 с.
9. Корнилина М.А., Самарская Е.А., Четверушкин Б.Н., Чурбанова Н.Г., Яковлевский М.В. Моделирование разработки нефтяных месторождений на параллельных вычислительных системах // Математическое моделирование: математические модели и вычислительный эксперимент. – 1995. – Т. 7. – № 2. – С. 35-48.
10. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2004. – 628 с.
11. Dapira P., Glimm J., Lindquist B., McBryan O. Polymer Floods: A Case Study of Nonlinear Wave Analysis and of Instability Control in Tertiary Oil Recovery // SIAM Journal on Applied Mathematics, 1988. – Vol. 48. – № 2. – P. 353-373.
12. Chen C., Meiburg E. Miscible porous media displacement in the quarter five-spot configuration. Part I. The homogeneous case // J. Fluid Mech, 1998. – Vol. 371. – P. 233-268.

Статья поступила в редакцию 27 ноября 2013 г.

WATERFLOODING PROCESS MODELING IN DUAL-PERIODICAL AREA USING BY PISTONLIKE OIL DISPLACEMENT PATTERN

A.Y. Kasatkin

Samara State University
1, Pavlov academician st., Samara, 443011

The main content of that research is waterflooding process modeling in dual-periodical area: to reach that goal there was defined and solved oil displacement task in element's area of dual-periodical waterflooding scheme. It was used pistonlike displacement pattern to describe joint water-oil filtration process: according to that pattern the water-oil contact's thickness is supposed infinity thin and the both liquids are defined physically different.

Keywords: *waterflooding, dual periodical lattice, pistonlike displacement, oil-water contact, production well filling, areal sweep efficiency.*

Andrew Y. Kasatkin, Postgraduate Student.

УДК 665.644.4

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

**В.А. Пильщиков¹, Ю.В. Еремина¹, В.С. Цветков¹, А.А. Пимерзин¹,
О.В. Швецов², О.А. Белов³**

¹ Самарский государственный технический университет
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

²ОАО «НК «Роснефть»
115035, г. Москва, Софийская наб., 26/1

³ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод» НК «Роснефть»
446009, Самарская обл., г. Сызрань, ул. Астраханская, 1

Описаны результаты исследования парафиновых отложений резервуаров. Показано, что групповой химический и элементный состав, содержание воды и механических примесей для всех изученных образцов асфальто-смолистых парафиновых отложений практически одинаковы и не зависят от точки отбора образцов в резервуаре.

Ключевые слова: асфальто-смолистые парафиновые отложения, резервуар, групповой химический состав.

Введение

Как известно, в процессе хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов происходит образование и накопление отложений в емкостях, особенно в тех, где время пребывания нефти и нефтепродуктов значительно. Количество таких отложений может достигать 25–30 % полезного объема емкостей (включая трубопроводы) в год, что приводит к экономическим потерям, связанным с неэффективным использованием емкостного парка. Вторая проблема, порождаемая отложениями, – возникновение коррозионно-опасных зон под осадком и трудности объективной оценки состояния стенок емкостей и трубопроводов [1]. Кроме снижения полезного объема емкостей, накопление отложений ведет к осложнению процесса их эксплуатации, к погрешностям количественного и качественного учета нефти, к снижению технико-экономических показателей работы нефтяных резервуаров [2] и транспортной системы в целом.

Подобные проблемы характерны также для нефтеперерабатывающих предприятий, имеющих большие по объему хранения нефти сырьевые парки. Образование и накопление донных отложений в сырьевых резервуарах уменьшает их полезный объем и, соответственно, запас хранения сырья на НПЗ, затрудняет техническое обслуживание резервуаров и контроль их состояния.

Владимир Александрович Пильщиков (к.х.н.), доцент кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа».

Юлия Владимировна Еремина (к.х.н.), доцент кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа».

Виктор Сергеевич Цветков (к.х.н.), с.н.с. кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа».

Андрей Алексеевич Пимерзин (д.х.н., проф.), заведующий кафедрой «Химическая технология переработки нефти и газа».

Олег Владимирович Швецов, заместитель начальника управления.

Олег Александрович Белов, главный технолог.

Одновременно возникает еще одна существенная проблема – утилизация донных отложений без ухудшения балансовых показателей работы предприятия, глубины переработки нефти при установленном ассортименте и качестве продукции.

Резервуарный парк сырой нефти ОАО «СНПЗ» предназначен для хранения нефти и последующего снабжения установок ЭЛОУ АВТ-5, 6, общий объем хранения составляет 180 тыс. м³. Парк включает в себя 9 резервуаров вместимостью по 20 тыс. м³ и две насосные станции для подачи нефти на технологические установки. В каждом резервуаре смонтированы идентичные системы размыва донных отложений, которые должны предотвращать накопление осадков, однако эти системы при действующем порядке эксплуатации неэффективны. По состоянию на май 2011 г. в эксплуатации находится 6 резервуаров, в которых накопилось около 18000 т донных отложений, т. е. по 3000 т осадка в каждом резервуаре.

Для решения проблем удаления, утилизации и предотвращения последующего накопления донных отложений в резервуарах хранения нефти СНПЗ были привлечены специалисты кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа» Самарского государственного технического университета. Работы по удалению и утилизации осадков выполнялись в традиционном направлении изучения состава отложений и подбора эффективных растворителей.

В мировой практике при обозначении рассматриваемых отложений используют термин «асфальто-смолистые парафиновые отложения» (АСПО), поскольку основными компонентами осадков являются асфальтены, смолы и парафины нефти. Именно они определяют групповой химический состав осадков, но кроме этих компонентов осадки содержат в значительных количествах воду, механические примеси, минеральные соли, сернистые и металлорганические соединения. Знание состава АСПО является важнейшей информацией для выбора растворителей при удалении осадков из резервуаров, а также для подбора вариантов утилизации отложений.

Основная часть

Определение физико-химических характеристик АСПО. Химический состав и физико-химические характеристики были изучены для образцов АСПО, отобранных в различных точках на уровне 150, 500 и 3000 мм от дна резервуара. В ходе исследований определяли содержание воды, содержание механических примесей, зольность, групповой химический состав, содержание серы, металлов и других элементов.

Определение содержания воды проводили методом азеотропной осушки образцов АСПО бензолом на приборе Дина – Старка. Содержание воды в образцах составляло 10,8 – 11,2 % масс, т.е. было практически одинаково и не зависело от уровня и места расположения осадка в резервуаре.

Определение количества нерастворимого осадка, включающего механические примеси, проводили при вакуумном фильтровании безводного бензольного раствора образцов АСПО через фильтровальную бумагу с последующим высушиванием остатка до постоянного веса в сушильном шкафу [3]. Содержание нерастворимого осадка менялось в образцах в пределах 14,7–25,2 % масс, в среднем содержание было равно 19,9 %. Высокий уровень и широкий разброс значений можно объяснить тем, что методика изначально предусматривала стационарный режим выделения нерастворимого осадка. В ходе определений было установлено, что измеренное содержание осадка нельзя относить только к мине-

ральной составляющей; наиболее вероятно, что «механические примеси» – это твердые, нерастворимые высокомолекулярные органические образования с минеральными включениями. Для оценки доли минеральных компонентов в составе АСПО измеряли «зольность» осадков [4]. Результаты анализов показывают низкий уровень зольности осадков, в пределах 1% масс., что говорит о невысоком содержании в АСПО механических примесей неорганической природы.

Определение элементного состава нативных образцов АСПО проводили методом рентгено-флуоресцентной спектроскопии на приборе Shimadzu EDX-860HS с учетом калибровок по стандартным образцам. Результаты анализов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Содержание элементов в образцах АСПО

Элемент	АСПО 1, % мас.	АСПО 2, % мас.	АСПО 3, % мас.
S	1,3450	1,3550	1,2990
Fe	0,4313	0,4517	0,4719
P	0,0382	0,0295	0,0350
Ca	0,0380	0,0484	0,0361
Zn	0,0226	0,0233	0,0214
Cu	0,0192	0,0195	0,0183
V	0,0173	0,0205	0,0158
Si	0,0077	0,0070	0,0053
K	–	0,0182	–
Al	–	0,0089	–
Na	–	–	0,0426

В первую очередь важно оценить содержание элементов основных неорганических примесей, влияющих на качество продуктов, получаемых при утилизации АСПО. Такими элементами являются сера, железо, ванадий и натрий, содержание которых ограничено в моторных и энергетических топливах. Как видно из представленных данных, содержание общей серы в осадках составляет в среднем 1,333 %масс, Fe – 0,451% масс., V – 0,018 % масс., Na – 0,043 % масс.

Групповой химический состав, т.е. содержание углеводов (масел), смол и асфальтенов, определяли по Маркусону (методика для битумов и гудронов) [5]. На анализ отбирали бензольные растворы осушенных образцов АСПО. Результаты определений приведены в табл. 2.

Групповой состав АСПО сырьевых резервуаров СНПЗ

Вид АСПО	Содержание в образцах, % масс.							
	АСПО-1		АСПО-2		АСПО-3		Среднее содержание	
Масла	58	66*	70	74*	46	64*	58	68*
Асфальтены	24	27*	18	19*	18	25*	20	24*
Смолы	6	7*	6	6*	8	11*	6,7	8*
Потери при определении	12	–	6	–	28	–	15,3	–

* Содержание без учета потерь.

Обсуждение результатов

Результаты исследования группового химического состава осадков показали, что все образцы отложений АСП практически идентичны и, таким образом, их состав не зависит от места и уровня расположения осадка в резервуарах в пределах уровней отбора образцов. Основным компонентом АСПО являются «масла», т. е. смесь парафиновых, нафтеновых, гибридных парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов. Их содержание в донных отложениях колеблется в интервале 60–70 % масс., среднее значение составило 68 % масс. Содержание асфальтенов в осадках находится в пределах 20–30 %, среднее значение – 24 % масс. Смолы содержатся в количестве 5–10 %, среднее количество смол – 8 % масс. Отношение концентрации масел (П) к сумме концентраций асфальтенов и смол $\{П/(А+С)\}$ для изученных остатков составляет 2,15, т. е. значительно больше единицы.

Это значение указывает на то, что АСПО из нефти, перерабатываемой на СНПЗ, относятся к парафиновому классу отложений. Высокое содержание «парафинов» в осадках свидетельствует о необходимости применения углеводородных смесей с неполярными (насыщенными) и полярными (ненасыщенными) компонентами для эффективного растворения АСПО. Заметное количество асфальтенов в отложениях требует присутствия ароматических углеводородов в составе растворителей.

В научно-технической литературе приводятся данные о составах АСПО нефти по некоторым предприятиям, для которых решались вопросы предотвращения отложений и удаления АСПО из оборудования и резервуаров при транспортировке и хранении. Целесообразно сравнить экспериментальные и литературные данные по промышленным предприятиям для выбора технологий удаления и рациональной утилизации парафиновых отложений нефтяных резервуаров. Сравнительная характеристика АСПО Сызранского НПЗ по результатам испытаний и АСПО других предприятий по литературным данным приведена в табл. 3.

Доля нерастворимого осадка от общего объема отложений АСПО составляет около 20 % масс. Основная часть нерастворимого в бензоле осадка – это высокомолекулярные органические соединения с температурой плавления выше 60 °С, доля минеральных компонентов в нерастворимом осадке не превышает 1 %. Низкая зольность отложений предоставляет возможность использовать АСПО в технологических процессах при производстве моторных и энергетических топ-

лив. Однако для принятия окончательного решения необходима информация об элементном составе отложений, в первую очередь о содержании серы и металлов.

Таблица 3

Физико-химические характеристики АСПО

№ п/п	Параметр	АСПО-2 СНПЗ	Отложения при хранении нефти, добываемых в Республике Татарстан [1]	АСПО железнодорожной цистерны для перевозки нефти [6]	Донный осадок резервуара для хранения нефти [7]	АСПО товарного резервуара Рязанского НПЗ* [8, 9]
1	Содержание нефтепродуктов	–	14–42 %		50	
2	Содержание механических примесей	14,7	52–88 %	0,1	10	49,9 % мас.
3	Состав осадка					
	Асфальтены	18	6–25 %	0,9	1	17,5
	Смолы	6	7–20 %	7,4	4	12,1
	Парафины		1–4 %	38,6	15	10,4
	Масла	70	70–80 %	53,0	–	–
	Вода	11,2	0,3–8 %	0,0	20	2,6
	Водорастворимые соли	–	0,2–1 %	–	–	–
4	Хлористые соли	–	33–1100 мг/л	–	–	–
5	Сера	1,3550	1,5–5,3 %	–	–	1,7
6	Металлы					
	Ванадий	0,0205	$1,4 \cdot 10^{-2}$ – $9,5 \cdot 10^{-2}$ %	–	–	–
	Никель	–	$2,4 \cdot 10^{-3}$ – $8 \cdot 10^{-3}$ %	–	–	–
7	Плотность жидкой фазы	–	940–950 кг/м ³	0,82	–	1,0

*Парафино-нафтеновые УВ 26,0; n-парафины >C19 10,4; ароматические 44,4; моноклинические 10,5; бициклические 14,3; полициклические 19,6; смолы 12,1; асфальтены 17,5 (состав определен методом ВЖХ, содержание парафинов определялось методом ГЖХ). Температура плавления 57 °С.

Как показывают полученные результаты, общее содержание серы в образцах отложений не превышает среднего содержания общей серы в нефти, перерабатываемой на НПЗ, так же как и концентрация металлов V и Na. Содержание железа в отложениях относительно высоко, находится на уровне 0,45 %, что обусловлено наличием продуктов коррозии трубопроводов, резервуаров и аппаратуры. Тем не менее эти данные не являются препятствием для переработки АСПО в технологической цепочке предприятия, поскольку растворы АСПО будут перерабатываться в составе основных потоков с учетом значительного разбавления.

Заключение

Изучены физико-химические свойства донных отложений, извлеченных из резервуаров хранения нефти Сызранского НПЗ. Показано, что групповой химический и элементный состав, содержание воды и мехпримесей для всех изученных образцов АСПО практически одинаковы и не зависят от точки отбора образцов в резервуаре.

Образцы АСПО классифицируются как парафиновые отложения с содержанием нерастворимых в бензоле примесей на уровне 19 %. При этом основная часть плохо растворимого остатка представляет собой твердые высокомолекулярные органические соединения с температурой плавления выше 60 °С. Зольность остатка находится на уровне 1 %.

Общее содержание серы и металлов в АСПО соответствует среднему содержанию в перерабатываемой нефти за исключением железа, содержание которого в среднем составляет 0,45 % масс.

Полученные результаты являются основой для подбора эффективных растворителей при удалении отложений из нефтяных резервуаров и формировании технологии утилизации растворов АСПО на предприятии

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Кононов О.В.* Развитие технологий и технических средств для борьбы с отложениями в нефтяных емкостях: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 07.00.10, 25.00.19 / Уфа: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 2010. – 24 с.
2. *Исламов М.К.* Разработка и внедрение удалителей асфальтосмолистых и парафиновых отложений на нефтяном оборудовании: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.17.07 / Уфа: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 2005. – 24 с.
3. ГОСТ 6370-83 (СТ СЭВ 2876-81). Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (с Изменением № 1).
4. ГОСТ 1461-75. Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности.
5. *Исагулянд В.И., Егорова Г.М.* Химия нефти. Руководство к лабораторным занятиям. – М.: Химия, 1965. – 517 с.
6. *Турукалов М.Б.* Критерии выбора эффективных углеводородных растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: Автореф. дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13 / Краснодар: Кубан. гос. технол. ун-т, 2007. – 24 с.
7. *Герасимова Е.В.* Разработка методики оценки эффективности и подбора растворителей асфальтосмолистых и парафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.17.07 / Уфа: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 2009. – 24 с.
8. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования/ *Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Стоколос О.А.* // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. - №2. <http://www.ogbus.ru>
9. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы / *Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев* // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2011. – № 2. – <http://www.ogbus.ru>.

Статья поступила в редакцию 20 января 2014 г.

STUDY OF BOTTOM SEDIMENTS IN THE OIL STORAGE TANKS

*V.A. Pilschikov¹, Yu.V. Yeremina¹, V.S. Tsvetkov¹, A.A. Pimerzin¹,
O.V. Shvetsov², O.A. Belov³*

¹Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russia

²Rosneft, Sofiyskaya Embankment,
26/1, Moscow, 115035, Russia

³Syzran Refinery
1, Astrakhanskaya st., Syzran, Samara region, 446009, Russia

The paper presents study results of paraffin deposits tanks It was shown that the chemical group and the elemental composition, the content of water and impurities for all investigated samples of asphalt-resinous paraffin deposits substantially identical and does not depend on the sampling point in the tank.

Keywords: *asphalt-resinous paraffin sediments, tank, chemical group composition.*

Vladimir A. Pilschikov (Ph.D (Chem.)), Associate professor.

Yulia V. Yeremina (Ph.D (Chem.)), Associate professor.

Viktor S. Tsvetkov (Ph.D (Chem.)), Senior Research.

Andrey A. Pimerzin (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.

Oleg V. Shvetsov, Deputy of Head of Department.

Oleg A. Belov, Chief Process Engineer.