

Химия и технология топлив и масел

6(592)'2015

Научно-технический журнал
Издается с 1956 года
Выходит один раз в два месяца

Свидетельство о регистрации
№ 01441.
Выдано 4 августа 1992 г.
Министерством печати
и информации
Российской Федерации

Издатель —
Международный центр науки и технологий
«ТУМА ГРУПП»

Издается в США фирмой
«Springer Science + Business Media, Inc.»

Английская версия включена в ведущие
мировые реферативные базы данных

Главный редактор

А. И. Владимиров – к.т.н., проф.

Зам. главного редактора

Б. П. Туманян – д.т.н., проф.

Редакционная коллегия

С. Н. Волгин – д.т.н., проф.

И. Б. Грудников – д.т.н., проф.

Ю. Л. Ищук – д.т.н., проф. (Украина)

И. П. Карлин – д.х.н., проф.

В. Л. Лашхи – д.т.н., проф.

А. Лукса – д.т.н., проф. (Польша)

А. М. Мазгаров – д.т.н., проф.

Е. Д. Радченко – д.т.н., проф.

В. А. Рябов – Генеральный

директор Ассоциации

нефтепереработчиков России

Е. П. Серегин – д.т.н., проф.

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

Включен в перечень изданий
Высшей аттестационной комиссии
Министерства образования
и науки РФ

Содержание

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Альтернативное сырье

*С. В. Кардашев, С. В. Лысенко, С. В. Егазарьянц,
А. В. Тараканова, В. Е. Незнанов, А. В. Анисимов, Э. А. Караханов.* 3
Термоэкстракционные превращения керогенсодержащего сырья

Л. А. Гуляева, В. Ю. Асаула, О. И. Шмелькова, Е. А. Чернышева. 5
Возможности получения углеводородных топлив из продуктов
совместной термической конверсии древесной биомассы и мазута

НЕФТЕХИМИЯ

Хуан Вэянь, Се Биньцян, Цю Чжэнсун, Цзян Линь. 10
Термостойкий буровой раствор на водной основе
без бентонита для бурения глубоких скважин

ИССЛЕДОВАНИЯ

*И. М. Колесников, В. И. Фролов, Х. Х. Борзаев,
А. П. Глотов, С. В. Кардашев.* 16
Математическое моделирование каталитического крекинга
нефтьшлама, подвергнутого электромагнитной активации

*И. М. Борисов, З. Ш. Газизова, Р. С. Лукша,
А. В. Байбуртли, И. С. Файзрахманов.* 21
Кинетика каталитического окисления нефтяных сульфоксидов
пероксидом водорода

А. П. Семенов, В. И. Медведев, П. А. Гуцин, В. А. Винокуров. 24
Кинетическое ингибирование гидратообразования
полимерными реагентами: эффект давления
и структуры газовых гидратов

Цзя Вэньлун, Ли Чанцзунь, Ву Ся. 30
Экспериментальное исследование и методика расчета
вязкости эмульсий «вода в тяжелой нефти»

Ян Хао. 34
Профиль температуры, температурное напряжение
и температурные деформации при внутрислоевом
нагревании горючих сланцев

*Ю. А. Хамзин, Р. Р. Шириязданов, А. Р. Давлетшин,
Ф. Ш. Вильданов, Е. А. Ипатова, М. Н. Рахимов,
Э. Г. Теляшев, Р. Р. Абдюшев, Л. С. Дойницына, В. Р. Хакимов.* 40
Экстрактивная регенерация СКФ-растворителем суперкислотных
катализаторов переработки нефтезаводских газов

Лю Шуцзе, Ли Сянфан, Сунь Тенфэй, Чжан Хой. 43
Вычисление предельной длины скважины с большим отходом
от вертикали с учетом ограничения мощности
имеющихся буровых насосов

*З. А. Антонова, Ю. В. Максимук, В. С. Крук,
В. Н. Курсевич, В. В. Фесько.* 46
Физико-химические характеристики водомазутных эмульсий

ЭКОЛОГИЯ

Чень Синьйи, Уань Цзунмин, Чжен Юнпин, Лю Вей. 51
Прогнозирование скорости коррозии углеродистой стали
на основе алгоритма чередующихся математических ожиданий (ACE)

Chemistry and Technology of Fuels and Oils

6⁽⁵⁹²⁾'2015

Head Editor

A. I. Vladimirov – Cand. Eng. Sci., prof.

Associate Editor

B. P. Tumanyan – Dr. Eng. Sci., prof.

Editorial Board

S. N. Volgin – Dr. Eng. Sci., prof.

I. B. Grudnikov – Dr. Eng. Sci., prof.

Yu. L. Ishchuk – Dr. Eng. Sci., prof.
(Ukraine)

I. P. Karlin – Dr. Chem. Sci., prof.

V. L. Lashkhi – Dr. Eng. Sci., prof.

A. Luksa – Dr. Eng. Sci., prof. (Poland)

A. M. Mazgarov – Dr. Eng. Sci., prof.

E. D. Radchenko – Dr. Eng. Sci., prof.

V. A. Ryabov – Director General of the Oil Refiners and Petrochemists Association

E. P. Seregin – Dr. Eng. Sci., prof.

Publisher— ICST «TUMA Group» LLC

Редактор

В. С. Дмитриева

Ответственный секретарь

О. В. Любименко

Графика и верстка

В. В. Земсков

Подготовка материалов

Н. Н. Петрухина,

С. О. Бороздин

Адрес редакции:

119991, ГСП-1, Москва, В-296,
Ленинский просп., 65. РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина, редакция «ХТТМ»

Телефон/факс: (499) 507-80-45
e-mail: htm@list.ru

Материалы авторов не возвращаются.

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

Формат 60 84 1/8.

Печать офсетная.

Усл. печ. л. 7.

Тираж 1000 экз.

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

Contents

CURRENT PROBLEMS

Alternative Feedstock

S. V. Kardashev, S. V. Lysenko, S. V. Egazar'yants, 3
A. V. Tarakanova, V. E. Neznanov, A. V. Anisimov, and E. A. Karakhanov.
Thermoextractive Conversions of Kerogen-Containing Materials

L. A. Gulyaeva, V. Yu. Asaula, 5
O. I. Shmel'kova, and E. A. Chernysheva.
Feasibility of Hydrocarbon Fuels Production from Products
of Combined Thermal Conversion of Wood Biomass
and Residual Fuel Oil

PETROCHEMISTRY

Huang Weian, Xie Binqiang, Qui Zhengsong, and Jiang Lin. 10
Bentonite-Free Water-Based Drilling Fluid
with High Temperature Tolerance for Protecting Deep Reservoirs

RESEARCH

I. M. Kolesnikov, V. I. Frolov, Kh. Kh. Borzaev, 16
A. P. Glotov, and S. V. Kardashev,
Mathematical Modeling of Catalytic Cracking
of Oil Sludge Submitted to Electromagnetic Activation

I. M. Borisov, Z. Sh. Gazizova, R. S. Luksha, 21
A. V. Baiburtli, and I. S. Faizrahmanov.
Kinetics of Catalytic Oxidation of Petroleum Sulfoxides
by Hydrogen Peroxide

A. P. Semenov, V. I. Medvedev, P. A. Gushchin, and V. A. Vinokurov. 24
Kinetic Inhibition of Hydrate Formation by Polymeric Reagents:
Effect of Pressure and Structure of Gas Hydrates

Jia Wenlong, Li Changjun, and Wu Xia. 30
Measurement and Prediction of Viscosities
of Water-In-Oil Emulsions Prepared from Superheavy Oils

Yang Hao. 34
Temperature Distribution, Thermal Stress,
and Thermal Displacement in Oil Shale Heated in Situ

Yu. A. Khamzin, R. R. Shiriyazdanov, A. R. Davletshin, 40
F. Sh. Vil'danov, E. A. Ipatova, M. N. Rakhimov, E. G. Telyashev,
R. R. Abdyushev, L. S. Doinitsyna, and V. R. Khakimov.
Regeneration of Refinery Gas Treatment Superacid Catalysts
by Scf Solvent Extraction

Liu Shujie, Li Xiangfang, Sun Tengfei, and Zhang Hui. 43
Calculation of Extended Reach Well Hydraulic Extension Limit

Z. A. Antonova, Yu. V. Maksimuk, V. S. Kruk, 46
V. N. Kursevich, and V. V. Fes'ko.
Physicochemical Properties of Water-Residual Fuel Oil Emulsions

ECOLOGY

Chen Xingyi, Yuan Zongming, Zheng Yunping, and Liu Wei. 51
Carbon Steel Corrosion Rate Prediction Based on Ace Algorithm

Термоэкстракционные превращения керогенсодержащего сырья.

С. В. Кардашев, С. В. Лысенко, С. В. Егазарьянц, А. В. Тараканова, В. Е. Незнанов, А. В. Анисимов, Э. А. Караханов

МГУ имени М. В. Ломоносова, химический факультет

E-mail: sulfur45@mail.ru

В интервале температур 450–500°C исследованы термоэкстракционные превращения горючего сланца с использованием сверхкритических жидкостей: толуола, декалина, тетралина, тетрадекана, газойлевых фракций и др. Показано, что лучшими экстрагентами являются толуол и тетралин при массовом соотношении экстрагент : порода, равном 1:1. Методом хроматомасс-спектрометрии установлен состав конкретной «синтетической нефти».

Ключевые слова: горючий сланец, кероген, термоэкстракция.

Thermoextractive conversions of kerogen-containing materials

S. V. Kardashev, S. V. Lysenko, S. V. Egazar'yants, A. V. Tarakanova, V. E. Neznanov, A. V. Anisimov, and É. A. Karakhanov

Thermoextractive conversions of oil shale are studied in the 450–500°C range using supercritical fluids like toluene, decalin, tetralin, tetradecane, gas oil fractions, etc. It is shown that toluene and tetralin in 1:1 extractant:rock weight ratio are the best extractants. The composition of a specific synthetic oil was determined by chromato-mass spectrometry.

Key words: oil shale, kerogen, thermal extraction.

Возможности получения углеводородных топлив из продуктов совместной термической конверсии древесной биомассы и мазута

Л. А. Гуляева¹, В. Ю. Асаула², О. И. Шмелькова¹, Е. А. Чернышева²

¹ОАО «ВНИИ НП»,

²РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина,

E-mail: gulyaeva@vniinp.ru

Проведена сравнительная оценка физико-химических свойств жидких продуктов пиролиза древесной биомассы в чистом виде и в смеси с мазутом. Установлены тенденции изменения характеристик жидких продуктов пиролиза с содержанием мазута в сырьевой смеси. Показано, что максимальный выход и наиболее приемлемые физико-химические свойства жидкого биопродукта обеспечиваются в процессе совместной термической конверсии древесных опилок и мазута в соотношении 1:3. Рассмотрены возможности использования среднедистиллятных фракций продуктов пиролиза в качестве компонентов дизельных топлив.

Ключевые слова: термическая конверсия, древесная биомасса, опилки, пиролиз биомассы, совместная переработка.

Feasibility of hydrocarbon fuels production from products of combined thermal conversion of wood biomass and residual fuel oil

L. A. Gulyaeva, V. Yu. Asaula, O. I. Shmel'kova, and E. A. Chernysheva

A comparative evaluation is made of the physicochemical properties of liquid products of pyrolysis of wood biomass alone and its blend with residual fuel oil. The characteristics of the liquid pyrolysis products with residual fuel oil content in the mixed feedstock are shown to have a tendency for variation.

It is shown that the maximum yield and the best physicochemical properties of the liquid bioproduct are ensured in the process of combined thermal conversion of wood dusts and residual fuel oil in 1:3 ratio. The possibility of utilization of middle-distillate fractions of the pyrolysis products as components of diesel fuels are examined.

Keywords: thermal conversion, wood biomass, dusts, biomass pyrolysis, joint processing.

Термостойкий буровой раствор на водной основе без бентонита для бурения глубоких скважин

Хуан Вэянь^{1,2}, Се Биньцян³, Цю Чжэнсун¹, Цзян Линь¹

¹China University of Petroleum (Qingdao, China),

²University of Western Australia (Crawley, Australia),

³Yangtze University (Jingzhou, China),

E-mail: masterhuang1997@163.com

Для бурения глубоких скважин разработан термостойкий (до 200°C) буровой раствор на водной основе без бентонита. В состав раствора входят термостойкий полимерный загуститель, термостойкий крахмал, сульфит натрия и др. Кажущаяся и пластическая вязкость бурового раствора, напряжение сдвига при температуре 180°C составляют соответственно 30 мПа·с, 17 мПа·с, 14,5 Па. Раствор проявляет хорошую способность к выносу обломков породы из скважины и хорошо очищает ствол скважины. Буровой раствор снижает степень линейного расширения бентонита и порошка сланцевой породы, предотвращает образование водного барьера и не повреждает коллектор. Раствор не токсичен, имеет высокое значение EC50 и подходит для бурения глубоких скважин в районах, особо важных с точки зрения охраны окружающей среды.

Ключевые слова: буровой раствор на водной основе, защита коллектора, термостойкость, глубокая скважина, полимерный загуститель.

Bentonite-free water-based drilling fluid with high temperature tolerance for protecting deep reservoirs

Weian Huang, Binqiang Xie, Zhengsong Qui, and Lin Jiang

A bentonite-free water-based drilling fluid (BFDF) with high temperature tolerance (up to 200°C) was developed for protecting reservoirs in deep wells. The fluid is composed of heat-resistant polymeric thickener and starch, sodium sulfite, etc. A series of methods, including environment scanning electron microscopy (ESEM), linear expansion and hot rolling dispersion test, core flow experiments, and measurements of rheological parameter, filtrate, and biotoxicity, were used to evaluate the performance of the BFDF formulation. The laboratory results indicate that the fluid has excellent high temperature tolerance, its yield point and plastic viscosity ratio is up to 0,38 even after aging at 200°C for 16 h with API filtrate of 9,8 ml, its apparent viscosity, plastic viscosity, and yield point at 180°C are 30 mPa·s, 17 mPa·s, and 14,5 Pa, respectively, which shows its high well cuttings carrying performance and wellbore purification capacity. The BFDF formulation exhibits strong capacity to restrain linear expansion rate of bentonite and shale powder, improve cuttings recovery, protect well reservoir by cutting down water blocking and lowering permeability damage, and minimize biotoxicity with high EC50 value, and is suitable for drilling deep wells in environmentally sensitive areas.

Keywords: bentonite-free water-based drilling fluid, reservoir protection, high temperature tolerance, deep well, polymeric thickener, biotoxicity.

Математическое моделирование каталитического крекинга нефтешлама, подвергнутого электромагнитной активации

И. М. Колесников¹, В. И. Фролов¹, Х. Х. Борзаев¹, А. П. Глотов², С. В. Кардашев²

¹РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина,

²МГУ имени М. В. Ломоносова,

E-mail: kolesnim@mail.ru

Представлены экспериментальные и теоретические данные по каталитическому крекингу нефтешлама в смеси с вакуумным газойлем без активации и с активацией сырья электромагнитным излучением. Созданы математические модели каталитического крекинга нефтешлама в присутствии цеолиталюмосиликатных катализаторов. Установлено, что предварительная активация сырья повышает выход бензиновой и дизельной фракций при крекинге. Процесс крекинга активированного сырья протекает с более низкой энергией активации.

Ключевые слова: электромагнитное поле, нефтешлам, каталитический крекинг, математическая модель.

Mathematical modeling of catalytic cracking of oil sludge submitted to electromagnetic activation

I. M. Kolesnikov, V. I. Frolov, Kh. Kh. Borzaev, A. P. Glotov, and S. V. Kardashev

Experimental and theoretical data on catalytic cracking of oil sludge mixed with vacuum gas oil without activation and with activation of the feedstock by electromagnetic radiation are furnished. Mathematical models of catalytic cracking of oil sludge in the presence of aluminosilicate zeolite catalysts are constructed. It is demonstrated that preactivation of the feedstock enhances gasoline and diesel yield upon cracking. Cracking of activated feedstock occurs with lower activation energy.

Keywords: electromagnetic field, oil sludge, catalytic cracking, mathematical model.

Кинетика каталитического окисления нефтяных сульфоксидов пероксидом водорода

И. М. Борисов, З. Ш. Газизова, Р. С. Лукша, А. В. Байбуртли, И. С. Файзрахманов

Башкирский государственный педагогический университет им. М. Акмуллы,

Башкирский государственный университет,

E-mail: Ilshatsf@yandex.ru

Изучены кинетические закономерности окисления нефтяных сульфоксидов пероксидом водорода в присутствии катализатора — молибденовой или вольфрамовой кислот. Определены порядки реакции по реагентам в кинетическом уравнении. В обобщенном виде приведена схема каталитического перекисного окисления нефтяных сульфоксидов, объясняющая полученные экспериментальные результаты. На основании кинетических данных показано, что окислителями сульфоксидов выступают пероксокислоты, а промежуточными продуктами реакции, вероятнее всего, являются комплексы сульфоксида с пероксокислотами, находящимися в оболочке обратных эмульсий.

Ключевые слова: нефтяные сульфоксиды, сульфоны, окисление, пероксид водорода, молибденовая кислота, вольфрамовая кислота.

Kinetics of catalytic oxidation of petroleum sulfoxides by hydrogen peroxide

I. M. Borisov, Z. Sh. Gazizova, R. S. Luksha, A. V. Baiburtli, and I. S. Faizrakhmanov

The kinetic mechanisms of petroleum sulfoxide oxidation by hydrogen peroxide in the presence of molybdic and tungstic acid catalysts are studied. The reagent-wise reaction orders in the kinetic equation are determined. A scheme of catalytic peroxide oxidation of petroleum sulfoxides, which explains the obtained experimental results, is presented in a generalized form. Based on the kinetic data, it is shown that peroxy acids act as sulfoxide oxidants and the intermediate reaction products are most probably complexes of sulfoxide with peroxy acids present in the reverse emulsion shell.

Keywords: petroleum sulfoxides, sulfones, oxidation, hydrogen peroxide, molybdic acid, tungstic acid, peroxy acid

Кинетическое ингибирование гидратообразования полимерными реагентами: эффект давления и структуры газовых гидратов

А. П. Семенов, В. И. Медведев, П. А. Гущин, В. А. Винокуров

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина,

E-mail: semyonovanton@mail.ru

Исследовано кинетическое ингибирование образования гидрата метана КС-I и гидрата метан-пропановой смеси 4,34% C_3H_8 + 95,66% CH_4 (% мол.) КС-II полимерными реагентами Luvicap 55W и Luvicap EG в диапазоне давлений 40–120 бар. Для оценки эффективности кинетического ингибирования использовали метод охлаждения с постоянной скоростью $1^\circ C/ч$. Установлено, что кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) Luvicap EG и Luvicap 55W при одинаковой дозировке 5000 ppm способны ингибировать образование гидрата метана при степени переохлаждения в 2 раза более низкой ($6-7^\circ C$), чем в случае ингибирования образования гидратов метан-пропановой смеси ($13-14^\circ C$). Появление гидратов в системе в присутствии КИГ в виде фиксируемого визуально помутнения первоначально прозрачного водного раствора происходит при температуре на $1-2^\circ C$ выше, чем температура в точке отклонения P(T)-зависимости от прямой, т.е. раньше, чем появляются признаки поглощения газа. Образование таких следовых количеств гидрата не приводит к заметному отклонению P(T)-зависимости от прямой и может быть зафиксировано только более чувствительными физико-химическими методами. Ингибирующие свойства Luvicap EG и Luvicap 55W в отношении гидрата метана отличаются незначительно, однако первый более эффективен при ингибировании роста кристаллов. Экспериментальные данные говорят о том, что Luvicap 55W более эффективен, чем Luvicap EG, при ингибировании нуклеации и роста кристаллов гидратов метан-пропановой смеси.

Ключевые слова: кинетическое ингибирование, кинетические ингибиторы гидратообразования, гидрат метана, гидрат метан-пропановой смеси, степень переохлаждения.

Kinetic inhibition of hydrate formation by polymeric reagents: effect of pressure and structure of gas hydrates

A. P. Semenov, V. I. Medvedev, P. A. Gushchin, and V. A. Vinokurov

Kinetic inhibition of formation of methane hydrate (CS-I) and methane-propane ($CH_4 + C_3H_8$ in 95.66 + 4.34 mole %) hydrate (CS-II) by the polymeric reagents Luvicap 55W and Luvicap EG is studied in the 40-120 bar pressure range. Cooling at the constant rate of $1^\circ C/h$ was used to assess the effectiveness of kinetic inhibition. It is shown that the kinetic hydrate formation inhibitors (KHI) Luvicap 55W and Luvicap EG in identical proportion of 5000 ppm are capable of inhibiting methane hydrate formation at a supercooling temperature twice as low ($6-7^\circ C$) as in the case of hydrates of methane-propane mixture ($13-14^\circ C$). In the presence of KHI, hydrates appear in the system in the form of visually discernible opacity of the initially transparent aqueous solution at a temperature that is $1-2^\circ C$ higher than the temperature at the point of deviation of the P(T) curve from the straight line, i.e., they appear earlier than appearance of signs of gas absorption. Formation of such trace quantities of hydrate do not cause a marked deviation of the P(T) curve from the straight line and can be discerned only by more sensitive

physicochemical methods. The inhibiting properties of Luvicap EG and Luvicap 55W with respect to methane hydrate differ insignificantly, but the former is more effective in inhibiting crystal growth. The experimental data indicate that Luvicap 55W is more effective than Luvicap EG in inhibiting nucleation and growth of methane-propane hydrate crystals.

Keywords: kinetic inhibition, kinetic inhibitors of hydrate formation, methane hydrate, methane-propane hydrate, degree of supercooling.

Экспериментальное исследование и методика расчета вязкости эмульсий «вода в тяжелой нефти»

Цзя Вэньлун¹, Ли Чанцзунь^{1,2}, Ву Ся¹

¹School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University (China),

²CNPC Key Laboratory of Oil & Gas Storage and Transportation, Southwest Petroleum University (China)

E-mail: jiawenlong08@126.com

С использованием пяти образцов тяжелых нефтей Китая приготовлены 15 эмульсий типа «вода в нефти» с содержанием воды 10; 20 и 30%. Определена вязкость эмульсий при температурах 30–75°C. В целом, вязкость исследованных эмульсий находится в интервале 401–75200 мПа·с. На основании экспериментальных данных предложена новая реологическая модель эмульсий «вода в тяжелой нефти» на основе модели Калра, дополненной членом, характеризующим зависимость относительной погрешности от содержания воды в эмульсии. Средняя абсолютная погрешность при расчетах по предложенной модели составила 17,36%, что на 6,37% меньше по сравнению с исходной моделью Калра.

Ключевые слова: тяжелая нефть, водонефтяная эмульсия, вязкость, реологическая модель.

Measurement and prediction of viscosities of water-in-oil emulsions prepared from superheavy oils

Wenlong Jia, Changjun Li, and Xia Wu

Using five superheavy oils from China, 15 W/O emulsions were prepared with water cuts of 10, 20, and 30 %. Their viscosity was measured in the 30-75°C range by an Anton Paar MCR 302 rheometer. By and large, the viscosity of the test emulsions range from 401 to 75,200 mPa·s. Based on the obtained experimental data, a new viscosity prediction model for superheavy W/O emulsions was developed using the original Kalra model, supplemented by a term that characterizes the dependence of the relative error on the water cut in the emulsion. Comparison of the experimental and prediction data showed that the average absolute error is 17.36%, which is 6.37% lower compared to the original Kalra model. This work provides an effective way to develop an accurate prediction model for viscosities of superheavy W/O emulsions.

Keywords: superheavy oil, water-in-oil emulsion, viscosity, viscosity model, experiment, prediction.

Профиль температуры, температурное напряжение и температурные деформации при внутрипластовом нагревании горючих сланцев

Ян Хао

China University of Geosciences (Beijing),

E-mail: yanghao@cugb.edu.cn

Посредством математического моделирования изучены профиль температуры, температурное напряжение и температурные деформации при внутрискважинном ретортинге сланцев. Обнаружено, что температура нагревателя и температура в месте установки обсадных труб мало изменяется, тогда как температура воды в стволе скважины и в области цементного кольца быстро снижается. Температура в слоях ниже ствола скважины достигает температуры плавления сланца после непрерывного нагревания в течение 10–100 ч, а температуры нагревателя — через 1000 ч. Эффективность нагревания быстро снижается ввиду значительной конвекции, которая не позволяет эффективно разогреть пласт. В то же время, тепловое расширение ведет к изменению вытеснения в направлении X и эквивалентного напряжения. Оба указанных параметра достигают максимума у стенки скважины и остаются неизменными с увеличением расстояния от ствола скважины. В данных условиях поверхность раздела обсадной трубы и цементного кольца, цементного кольца и пласта будет сильно смещаться, образуя две поверхности раздела, и эквивалентное напряжение приведет к деформации обсадных труб, цементного кольца и пласта. Полученные результаты могут быть полезны при цементировании и заканчивании скважин.

Ключевые слова: горючий сланец, электропрогрев пласта, профиль температуры, температурное напряжение, температурная деформация.

Temperature distribution, thermal stress, and thermal displacement in oil shale heated in situ

Yang Ho

The temperature of the heater for in-situ heating of oil shale may reach 760°C, which makes it necessary to study the influence of temperature on the borehole wall stability. The heater temperature distribution, thermal stress, and thermal displacement in oil shale heated in situ were studied by numerical simulation. It was found that the heater temperature and the temperature at the position of the casing change little, while the water temperature in the wellbore and at the position of the cement ring drops quickly. Under given conditions, the layers below the wellbore reach the melting temperature of the oil shale after continuous heating for 10–100 h and reach the temperature of the heater in 1000 h. The heating efficiency falls sharply because of strong convection, owing to which the stratum temperature cannot be raised effectively. At the same time, thermal expansion causes a change in displacement in the X direction and in equivalent stress. Both parameters attain the maximum near the well wall and remain unchanged with increase of distance from the wellbore. In such cases, the casing–cement ring and cement ring–stratum interfaces slip markedly, separating the interfaces thereby, and the equivalent stress leads to yielding of the casing, cement ring, and stratum. The obtained data can be useful for well cementing and completion.

Keywords: oil shale, in-situ electric stratum heating, temperature distribution, thermal stress, thermal displacement.

Экстрактивная регенерация СКФ-растворителем суперкислотных катализаторов переработки нефтезаводских газов

Ю. А. Хамзин, Р. Р. Шириязданов, А. Р. Давлетшин, Ф. Ш. Вильданов, Е. А. Ипатова, М. Н. Рахимов, Э. Г. Теляшев, Р. Р. Абдюшев, Л. С. Дойницына, В. Р. Хакимов

Уфимский государственный нефтяной технический университет

E-mail: petroleum9@bk.ru

Исследованы закономерности процесса экстрактивной регенерации катализаторов олигомеризации на основе пиллар-глин в среде сверхкритического диоксида углерода (СКФ-СО₂) в «чистом» виде и с добавлением хлорсодержащего соединения (CCl₄ или C₂H₄Cl₂). Проведено сравнение эффективности работы катализаторов в процессе олигомеризации после регенерации различными СКФ-растворителями. Закоксованный и регенерированный катализаторы исследованы методом термического анализа. Отмечена эффективность использования хлорсодержащих добавок в процессе регенерации.

Ключевые слова: регенерация катализатора, олигомеризация, сверхкритический флюид, бутан-бутиленовая фракция, изоолефины.

Regeneration of refinery gas treatment superacid catalysts by scf solvent extraction

Yu. A. Khamzin, R. R. Shiriyazdanov, A. R. Davletshin, F. Sh. Vil'danov, E. A. Ipatova, M. N. Rakhimov, É. G. Telyashev, R. R. Abdyushev, L. S. Doinitsyna, and V. R. Khakimov

The mechanisms of the process of extractive regeneration of oligomerization catalysts based on pillared clays in supercritical carbon dioxide (SCF-CO₃) in pure state and with addition of chlorine compounds (CCl₄ or C₂H₄Cl₂) are studied. The catalyst efficiency in the oligomerization process after regeneration with various SCF solvents is compared. The carburized and regenerated catalysts are studied by thermal analysis methods. Chlorine-containing additives are found to be effective in the regeneration process.

Keywords: catalyst regeneration, oligomerization, supercritical fluid, butane-butylene fraction, isoolefins.

Вычисление предельной длины скважины с большим отходом от вертикали с учетом ограничения мощности имеющихся буровых насосов.

Лю Шуцзе^{1,2}, Ли Сянфан¹, Сунь Тенфэй², Чжан Хой¹

¹China University of Petroleum (Beijing, China),

²CNOOC research institute (Beijing, China)

E-mail: suntengfei7@sina.com

Описана методика расчета давления на насосе, используемого при бурении скважины с большим отходом от вертикали. Предложен метод определения максимальной длины горизонтального ствола в зависимости от максимально допустимых давления и мощности. Приведен пример расчета максимальной глубины скважины с учетом ограничений конкретного насоса с заданными характеристиками.

Ключевые слова: насос, давление на насосе, скважина с большим отходом от вертикали, предел увеличения длины скважины

Calculation of extended reach well hydraulic extension limit

Shujie Liu, Xiangfang Li, Tengfei Sun, and Hui Zhang

A procedure for calculating the pressure and power of mud pump used in drilling extended- reach well is described. A method is proposed for determining the hydraulic extension limit length in the drilling process depending on the rated pressure and power of the pump. An example of maximum well depth calculation with due account of limitations of a specific pump with fixed characteristics is given.

Keywords: pump, pump pressure, extended reach well, well length extension limit.

Физико-химические характеристики водомазутных эмульсий

З. А. Антонова, Ю. В. Максимук, В. С. Крук, В. Н. Курсевич, В. В. Фесько

Белорусский государственный университет, НИИ физико-химических проблем (г. Минск),

E-mail: maksimuk@bsu.by

Экспериментально определены плотность, кинематическая вязкость, содержание серы, содержание воды и теплота сгорания более 50 образцов мазутов, водомазутных эмульсий и отработанных масел. Установлены зависимости значений вязкости и высшей теплоты сгорания водомазутных эмульсий от содержания воды. На основании численных значений вязкости обосновано оптимальное содержание воды в водомазутных эмульсиях. Установлены и проанализированы интервалы изменения плотности и высшей теплоты сгорания исследованных образцов. Рассмотрены варианты расчета теплоты сгорания нефтепродуктов. Предложены уравнения для вычисления высшей и низшей теплоты сгорания тяжелых нефтяных котельных топлив, включая водомазутные эмульсии.

Ключевые слова: мазут, водомазутная эмульсия, теплота сгорания, вязкость, плотность.

Physicochemical properties of water-residual fuel oil emulsions

Z. A. Antonova, Yu. V. Maksimuk, V. S. Kruk, V. N. Kursevich, and V. V. Fes'ko

The density, kinematic viscosity, sulfur content, water content, and combustion heat of more than 50 samples of residual fuel oils, water-residual fuel oil emulsions, and spent oils are determined experimentally. The viscosity and higher heat of combustion of water-residual fuel oil emulsions are shown to be dependent on the water content. The optimal water content in water-residual fuel oil emulsions is determined using numerical viscosity values. The density and higher combustion heat variation ranges of the test samples are determined and analyzed. Variants of calculation of combustion heat of oil products are studied. Equations are proposed for calculating the highest and lowest combustion heat of heavy boiler oils, including water-residual fuel oil emulsions.

Keywords: residual fuel oil, water-residual fuel oil emulsion, combustion heat, viscosity, density.

Прогнозирование скорости коррозии углеродистой стали на основе алгоритма чередующихся математических ожиданий (ACE)

Чень Синьй¹, Уань Цзунмин¹, Чжен Юнпин¹, Лю Вей^{2,3}

¹Oil and gas engineering Institute of Southwest Petroleum University, Chengdu, China,

²School of Energy Resource of Chengdu University of Technology, Chengdu, China,

³Post-Doctoral Research Center of Tarim Oilfield, Korla, China

E-mail: cxy55@163.com

На основе динамических экспериментов по коррозии предложена новая модель для прогнозирования скорости коррозии, основанная на алгоритме чередующихся математических ожиданий (alternating condition expectation — ACE). Данная модель позволяет более точно спрогнозировать скорость коррозии для широкого диапазона температур, pH и концентраций ионов Ca^{2+} , HCO_3^- , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} . На основании испытаний, проведенных на проверочной группе образцов, подтверждена надежность модели, а также доказана ее высокая точность. Анализ чувствительности на основе коэффициента ранговой корреляции выявил, что основным фактором, влияющим на скорость коррозии стали группы прочности N80, является величина pH. Также проведен сравнительный анализ результатов, полученных при помощи алгоритма ACE, с результатами, полученными при помощи нейронной сети с обратным распространением ошибки обучения (back propagation neural network — BPNN) и метода опорного вектора регрессии (support vector regression — SVR). В результате было выявлено, что модель на основе алгоритма ACE имеет бо́льшую точность по сравнению с другими применяющимися на сегодняшний день моделями.

Ключевые слова: алгоритм ACE, скорость коррозии, прогнозная модель, сравнительный анализ, углеродистая сталь.

Carbon steel corrosion rate prediction based on ACE algorithm

Chen Xing-yi, Yuan Zong-ming, Zheng Yun-ping, and Liu Wei

Based on indoor dynamic corrosion experiments, a new corrosion rate prediction model is proposed, using alternating conditional expectation (ACE) algorithm to predict more accurately the corrosion rate for a wide range of temperatures, pH values, Ca^{2+} , HCO_3^- , Mg^{2+} , Cl^- , and SO_4^{2-} ion concentrations, etc. To test the accuracy and validity of the corrosion rate prediction model, the basic data are divided into two groups, namely, training sample and testing sample. Average relative error (ARE), average absolute relative error (AARE), and standard deviation (SD) indexes are used to analyze the precision of the prediction results, which show that the ARE for predicting 38 training samples is 0,1055% with an SD of 0,1055%, while the ARE for 8 testing samples is 0,504% with an SD of 0,7317%, which proves the accuracy of the ACE prediction model. Sensitivity analysis based on rank correlation coefficients (Spearman correlation coefficients) shows that the major factor influencing the corrosion rate of N80 steel is pH value. Comparative analysis of the results obtained by ACE algorithm and the results obtained by using back propagation neural network (BPNN) and support vector regression (SVR) method shows that the model based on ACE algorithm is more accurate than the models being used currently.

Keywords: ACE algorithm, corrosion rate, prediction model, carbon steel, comparative analysis.