

Министерство образования и науки Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

МОЛОДАЯ НЕФТЬ

Материалы Всероссийской молодежной научно-технической конференции
нефтегазовой отрасли

Красноярск, 24 марта 2018 г.

Электронное издание

Красноярск
СФУ
2018

УДК 622.276(082)
ББК 33.36я43
М754

Ответственный за выпуск – Агровиченко Дарья Валентиновна

М754 Молодая нефть : материалы Всерос. молодеж. науч.-практ. конф. нефтегазовой отрасли. Красноярск, 24 марта 2018 г. / отв. за вып. Д. В. Агровиченко. – Электрон. дан. (6,35 Мб). – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2018. – Электрон. опт. диск (CD-Rom). – Систем. требования : PC не ниже класса Pentium I ; 128 Mb Ram ; Win-dows 98/XP/7 ; Adobe Reader v 8.0 и выше. – Загл. с экрана.

ISBN 978-5-7638-3928-9

Включены научные исследования, посвященные актуальным проблемам разработки месторождений, добычи и транспортировки, нефтяного оборудования, нефти и газа.

Представляет интерес для студентов, аспирантов, преподавателей, молодых ученых и практиков, занимающихся вопросами нефтегазовой отрасли.

Ответственность за аутентичность и точность цитат, имен и иных сведений, а также за соблюдение законов об интеллектуальной собственности несут авторы публикуемых материалов.

УДК 622.276(082)
ББК 33.36я43

© Сибирский федеральный
университет, 2018

ISBN 978-5-7638-3928-9

Электронное научное издание

Корректурa и компьютерная верстка *А. А. Быковой*

Подписано в свет 20.06.2018. Заказ № 5275
Тиражируется на машиночитаемых носителях

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-67; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru

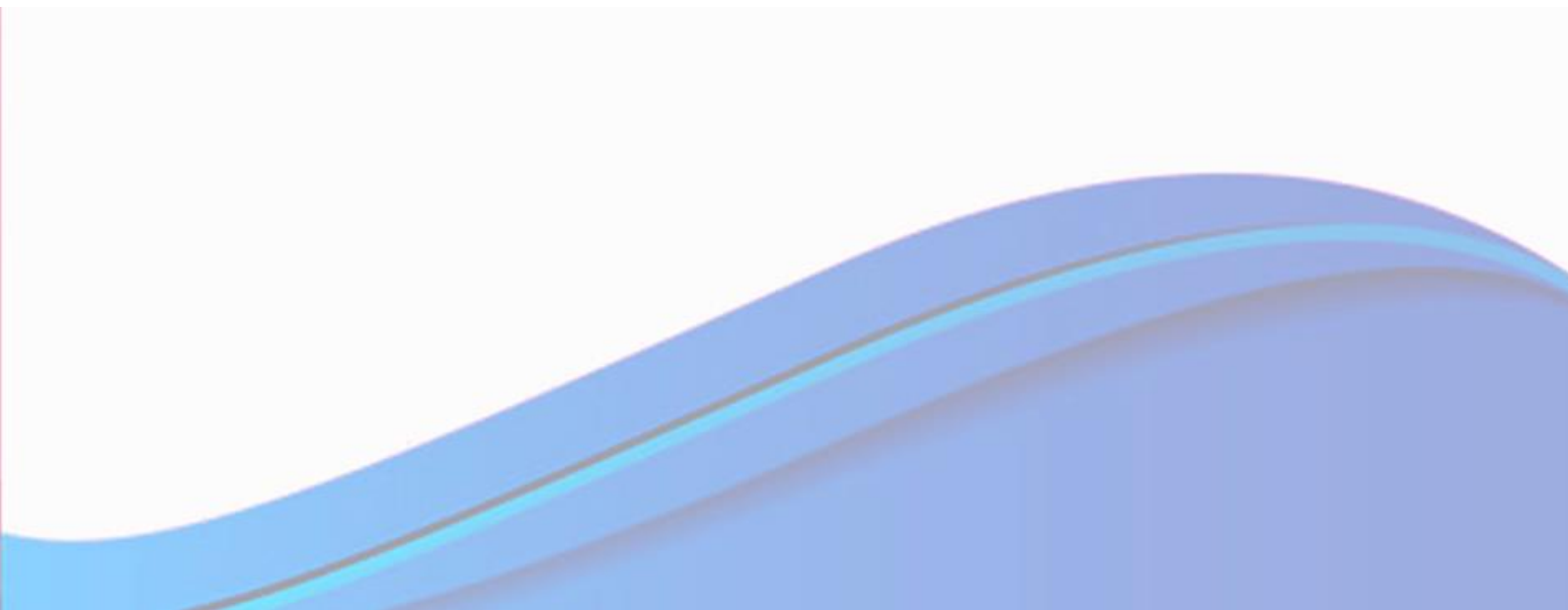
СОДЕРЖАНИЕ

ПОИСК, РАЗВЕДКА И БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	6
Барнашев К.И. ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ РАДИОЧАСТОТНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ УЧЕТА НАРАБОТКИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА	7
Вороненкова Ю.О., Городилов В.В. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР ИНВЕРТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	9
Гаевский В.Н., Мирошников Р.С. КОНСТРУКЦИЯ РАСШИРИТЕЛЯ-КАЛИБРАТОРА	10
Голиков М.А., Леонова А.А. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА В ПЛАСТ НА ПОКАЗАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ГИС	13
Иванова А.А. СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ ОЛЕИНОВОЙ КИСЛОТЫ И ТРИЭТАНОЛАМИНА	15
Карнауков И.В. ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСЦЕНТРИЧНОГО БАШМАКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ НА КЛАСТЕРЕ ВАНКОРСКОГО БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
Коротышева А.В. ВЫЯВЛЕНИЕ КАВЕРНОЗНЫХ ВЫСОКОЁМККИХ ИНТЕРВАЛОВ В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ	20
М.А. Пирожкова. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ	22
Резанов А.С. ТЕХНОЛОГИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИЗВЛЕКАЕМОЙ КНБК	24
Светличный В.О. ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ АНПД	26
Татевосян В.В. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ	28
Ходис В.С. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	30
Юркина К.В. УТОЧНЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НИЖНЕЯКОВЛЕВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛОДОЧНОГО НГКМ С УЧЕТОМ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МОГТ 3D	31
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	34
Иванов Д.С. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОЧИСТКИ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБРАТНОГО КЛАПАНА С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПРИВОДОМ	35
Ломпик В.А. АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ХИМИЧЕСКИХ МУН ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ И МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ	37
Моргачёв Д.Д., Фисунов В.С. ПРОГНОЗ ВЛИЯНИЯ ДОБАВОК И ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СЛОЁВ НА ПРОЧНОСТЬ КОМПОЗИЦИОННОГО МАТЕРИАЛА	38
Нефедьева Т.Н., Третьяков А.Е. ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ	40
Плесовских Н.С. МОДЕРНИЗАЦИЯ КДС 1500/500	43
Попова К.В. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ ВНК С ПОМОЩЬЮ ИННК В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНОГО РАЗРЕЗА	45
Попова В.А., Жарнакова М.С. МОДЕЛИРОВАНИЕ СХЕМЫ ДОБЫЧИ МЕТАНА С ГЛУБИНОЙ ЗАЛЕГАНИЯ ДО 1 000 МЕТРОВ	47
Судиловский А.Е. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБРАБОТОК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	49
Турдумаматов А.М., Демишкевич А.С. ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	51
Раевская А.А., Посохов С.С. РАЗРАБОТКА СТРОИТЕЛЬНОГО КАМНЯ В КАРЬЕРЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ НУЖД ОБОУСТРОЙСТВА УЧАСТКА	53
Иванова А.А. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ В ММП ПОД КОНДУКТОР 324 ММ НА СУЗУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	55
Падалка А.В., Каторгин Н.Н. ПРОФИЛАКТИКА (ЛИКВИДАЦИЯ) ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ЛИФТАХ НКТ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	58
МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	61
Баязитов В.Д. СПОСОБ ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В КОНФИГУРАЦИЮ ОБОРУДОВАНИЯ МОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЛАТФОРМЫ ПОСЛЕ ЕЕ СТРОИТЕЛЬСТВА	62

Мирошников Р.С., Богачев В.В. ПРИМЕНЕНИЕ ВИХРЕВОГО ЭФФЕКТА В СКВАЖИННОМ ПЕСОЧНОМ СЕПАРАТОРЕ	63
Вильцан А.О., Крамаренко В.А. МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА НПС 200/700.....	65
Логинов В.С., Дацюра Д.К. МОДЕРНИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА ВЕНТЕС.....	68
Мазуров И.А. МЕХАНОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ВИБРОГАСИТЕЛЬ БУРОВЫХ КОЛОНН.....	70
Поляков Д.А., Кармацкий Д.Н. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ГОРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ	73
Рагимов Т.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ	75
Раков В.С. РОБОТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ.....	77
Романов А.А., Туманян Х.А. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДВУХПОТОЧНЫХ ДИНАМИЧЕСКИХ НАСОСОВ.....	78
Самойленко В.Ф., Пушнов Б.В. РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОГО ЭНЕРГОЗАПАСАЮЩЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА.....	81
Свириденко Ю.Р. ПАКЕР ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	82
Тимошенко В.Г., Никитин М.Н. ИННОВАЦИОННАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА С ПОГРУЖНЫМ ЛИНЕЙНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ	84
Березкин В.В., Кусакин А.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ASPEN HYSYS ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И РАСЧЕТА КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК	86
Продайко О.В. РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ ФИЛЬТРА НА ПРИЕМЕ НАСОСА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОЙ УСТАНОВКИ	88
ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА	91
Бородкина Ю.Г., Артёменко В.А., Плахотникова М.А. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И МАШИН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СНЕГОЛЕДОВЫХ ДОРОГ.....	92
Воронцов Д.В., Шушпанов И.Н. ОПТИМИЗАЦИЯ ОДНОГО ИЗ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	94
Савич А.С. ПРОКЛАДКА АВТОМОБИЛЬНОЙ ДОРОГИ С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ СТОКА В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТЗОНЫ ЕНИСЕЙСКОГО СЕВЕРА.....	95
Сурда А.О. РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ	97
Агровиченко Д.В. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ДОЛИВОВ НА ПОКАЗАТЕЛИ ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО МОТОРНОГО МАСЛА М-10Г ₂ К.....	99
ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА	101
Апресян С.К. ЦЕНТРОБЕЖНО-ВИХРЕВОЙ АППАРАТ ДЛЯ ТОНКОЙ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА.....	102
Белокопытов В.А. ИЗВЛЕЧЕНИЕ ВОДОРОДА ИЗ ТОПЛИВНОГО ГАЗА И ВОВЛЕЧЕНИЕМ ЕГО В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС	104
Appiah J.D., Shapovalov P.L. STUDY OF YIELDS AND QUALITY OF COKE.....	105
Карпов А.Б. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СЖИЖЕННОГО ГЕЛИЯ.....	106
Колобякин Н.О. ВЛИЯНИЕ АРОМАТИЧЕСКИХ АМИНОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ	109
Кондратенко А.Д. ОЛОВСОДЕРЖАЩИЙ ИНГИБИТОР КОКСООБРАЗОВАНИЯ ДЛЯ ПИРОЛИЗА БЕССЕРНИСТОГО СЫРЬЯ.....	111
Кривошеева А.С. ПРИМЕНЕНИЕ СИНХРОННОГО ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПИРОЛИЗА БЕССЕРНИСТОГО СЫРЬЯ.....	113
Крутых Д.А. МОДЕРНИЗАЦИЯ ВЫНОСНОГО ПАРКА СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ПРИЕМА И ХРАНЕНИЯ ОКТАНОПОВЫШАЮЩИХ ПРИСАДОК.....	114
Куриленко И.А. ПАССИВАЦИЯ ОЛОВОМ ЦИНК-ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	117
Лукин А.А. КИСЛОТНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА КУЮМБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	119
Мастюгин А.М. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СПИРАЛЬНОВИТОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА.....	121

Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПОДГОТОВКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВАНКОРСКОГО КЛАСТЕРА	123
Танкиева З.И. ПРИМЕНЕНИЕ СВИНЕЦ-ЦИНК-ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ	125
Трашков И.О. ПРИМЕНЕНИЕ НАНОДИСПЕРСНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА УСТАНОВКАХ ГИДРОКРЕКИНГА	127
Трухин Г.О. СОДЕРЖАНИЕ ЦИНКА И КОНВЕРСИЯ ПРОПАНА И БУТАНОВ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ	129
Щербина Е.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ НА РАЗРУШЕНИЕ УСТОЙЧИВОЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ	131
Suleyman Y.N. ACID COMPOSITION FOR CARBONATE RESERVOIRS TREATMENT FOR KUYUMBINSKOYE OIL FIELD	134
Киряев Г.В., Малайкина Е.О. МЕТОДИКА ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ДВУХ БЛИЗЛЕЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	136
Фомов В.А., Мурадов Ф.Б.О., Ваганова Н.К., Ковальчук А.А., Ваганов Р.А. ОПЫТ ТЕСТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ЖИДКОФАЗНОГО СЫРЬЯ НА МИКРОКАТАЛИТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКЕ МСВ	138
Shadrack Adjei Takyi, Vaganov R.A. ELEMENTAL CHARACTERISTICS OF PITCH COMPOSITION & PROPERTIES USING MIXED SOLUTION OF NEUTRAL OIL + ACIDS + PHENOLS + ORGANIC BASES	140
ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ	143
Верхозин К.В. СНИЖЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ	144
Воробьев А.Д. ТОПЛИВНЫЙ РЫНОК РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	145
Пачковский В.И., Гуров Н.А. РАЗРАБОТКА МЕТОДА МОНИТОРИНГА ТРУБОПРОВОДА	147
Зворыкина А.И. РЕАКЦИЯ ЦИРКУМПОЛЯРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ НА ТЕХНОГЕННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ СО СТОРОНЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	149
Иванов П.Э. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ТАГУЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	150
Корнилов Д.Г., Едимичев Д.А. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПО УЛАВЛИВАНИЮ КРУПНОДИСПЕРСНОЙ ПЫЛИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРА НА ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНЫХ ОБЪЕКТАХ	152
Лазебная М.А. ОЦЕНКА МОНИТОРИНГА ТРАССАХАЛИНСКОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ ВВИДУ ИЗМЕНЯЮЩЕЙСЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ	154
Мамышев В.Н., Юдаков К.С. МОДЕЛИРОВАНИЕ ДРОНА ДЛЯ ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ	155
Мотурняк О.В., Лысенко М.А. СОЗДАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОПИТОЧНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ДРЕВЕСИНЫ НА ОСНОВЕ ТЯЖЕЛЫХ ФРАКЦИЙ НЕФТИ	157
Нефедьева Т.Н., Третьяков А.Е. ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ	159
Кондрашева Н.К., Потехина Т.А., Еремеева А.М., Нелькенбаум К.С. ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНО-ДИСПЕРГИРУЮЩИХ ПРИСАДОК НА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА БИОТОПЛИВ	161
Прошутинская Ж.А., Крысова Е.Н. ПЛОЩАДКА ДЛЯ СБОРА ПРОТИВООБЛЕДЕНИТЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ В АЭРОПОРТУ «ЕМЕЛЬЯНОВО»	162
Ратманский И.К., Едимичев Д.А. К ВОПРОСУ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАДИЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЫЛЕУДАЛЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПЫЛЕВЫХ ВЗРЫВОВ	164
Романовский С.Ю. ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЛЕГКОЙ ФРАКЦИИ ПРОЦЕССА ТЕРМОРАСТВОРЕНИЯ УГЛЯ	166
Сидоров Д.А., Едимичев Д.А. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПО УЛАВЛИВАНИЮ МЕЛКОДИСПЕРСНОЙ ПЫЛИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРА НА ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНЫХ ОБЪЕКТАХ	169
Шульгина К.С., Никитина М.А. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, ВЫЗВАННЫЕ АВИАЦИОННЫМ ТОПЛИВОМ	171
Шульгина К.С., Никитина М.А., Леонов В.В. ПРОБЛЕМА ПРОИЗВОДСТВА АВИАЦИОННОГО БЕНЗИНА В РОССИИ	173
Слюняев Д.А. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	175
Куртияков Ы.М., Бочаров Н.Б., Кузьмин А.П. ПРИМЕНЕНИЕ ТВЕРДОФАЗНОЙ ЭКСТРАКЦИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЩЕГО СОДЕРЖАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В СТОЧНЫХ ВОДАХ	177

ПОИСК, РАЗВЕДКА И БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



УДК 622.24

К.И. Барнашев

Научный руководитель – заместитель начальника
производственно-технического отдела **В.С. Ильков**
Восточно-Сибирский Филиал ООО «РН-Бурение»

**ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ
РАДИОЧАСТОТНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ
ДЛЯ УЧЕТА НАРАБОТКИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА**

В настоящее время вопрос, касающийся износа и отработки бурильных труб, является весьма актуальным. Темпы роста бурения наклонно-направленных скважин и горизонтальных скважин с каждым годом все увеличиваются. Важным элементом процесса бурения является бурильная колонна. Трубы занимают значительную часть в балансе затрат на строительство скважины, поэтому увеличение срока службы комплекта бурильных труб и контроль за их износом позволят не только уменьшить стоимость строительства скважины, но и снизить вероятность аварий на буровой, связанных непосредственно с бурильными трубами.

В условиях компаний, занимающихся бурением, можно столкнуться с проблемой нерационального ведения наработки бурильного инструмента, так как согласно Положению по эксплуатации бурильных труб, НКТ и переводников наработка бурильного инструмента ведется целиком на весь комплект. Становится невозможно определить, какая именно труба из комплекта совершила фактическую наработку, особенно после перемещения комплектов по разным производственным объектам.

По бухгалтерскому учету ведение наработки идет равномерно на весь комплект. При постановке на учет присваивается инвентаризационный номер. Списание труб производится после достижения нулевой (остаточной) стоимости на основании актов УЗД. Стоит отметить, что в случае отбраковки основной части комплекта по УЗД рассматривается вопрос о списании всего комплекта, так как точная наработка по каждой единице неизвестна. Заметим, что не каждая труба в комплекте совершила наработку на должном уровне (отработала свой ресурс). Данная ситуация влечет за собой выбраковывание всего комплекта. Схожая ситуация происходит с инструментом, отбракованным по резьбовому соединению. При отбраковке основной части комплекта рассматривается вопрос о его направлении в ремонт целиком. Заметим, что не каждая труба в комплекте совершила наработку на должном уровне (отработала свой ресурс).

Однако, имея полную картину по наработке каждой единицы комплекта, возможно избежание необоснованных затрат на приобретение нового комплекта бурильного инструмента, ремонт и транспортировку старого.

Решением данной проблемы может служить внедрение системы Go-RFID (Radio Frequency Identification – радиочастотная идентификация – это технология бесконтактного обмена данными, основанная на использовании радиочастотного электромагнитного излуче-

ния. RFID применяется для автоматической идентификации и учета объектов), которая представляет собой аппаратно-программный комплекс, предназначенный для автоматической идентификации объектов учёта. Система позволяет быстро собирать и надёжно хранить данные об объектах в единой базе на сервере. За счёт модульности программной части Go-RFID гибко адаптируется для решения задач предприятий разного профиля и масштаба.

Аппаратная часть типового аппаратно-программного комплекса Go-RFID состоит из следующих элементов:

- 1) RFID-метки, защищенные от ударов, истирания, воздействия химически активных сред, повышенной и пониженной температур, влаги, способные работать на металлических объектах;
- 2) комплект мобильных и стационарных считывателей;
- 3) каналы связи мобильных считывателей (по сети Wi-Fi, GSM EDGE/GPRS либо 3G HSPA) и стационарные считыватели (LAN) с сервером обработки данных;
- 4) сервер для обработки и хранения данных об объектах, выдачи данных на оператора и диспетчера;
- 5) пользователи и каналы их связи с сервером; оператор работает в двух режимах: онлайн и оффлайн. Программная часть комплекса состоит из нескольких элементов: приложения, устанавливаемого на ридер (RFID reader middleware); RFID-сервера и диспетчера/оператора. Приложение RFID reader middleware отправляет считанный антенной сигнал на сервер, распаковывает хранимый на метке пакет данных, проводит запись обновленных данных на метку, может посылать на сервер данные о GPS-координатах мобильного считывателя. RFID-сервер осуществляет обработку сигналов от RFID reader middleware, обработку и хранение данных об объектах, выдачу данных на оператора/диспетчера.

Таким образом, внедрение технологии Go-RFID на объектах ВСФ ООО «РН-Бурение» приведет к целому ряду положительных для предприятия эффектов при эксплуатации буровых труб:

- к автоматизации процессов учета;
- отсутствию бумажной работы и исключению человеческого фактора, что позволит уменьшить риск ошибок;
- автоматизации процессов контроля (возможность скрытого размещения RFID-метки и контроле меченого объекта в режиме реального времени, который позволит организовать оперативный контроль за буровым инструментом);
- автоматизированному контролю параметров элементов буровых систем;
- планированию закупок оборудования и материалов, исходя из достоверных данных о состоянии оборудования;
- отслеживанию оборудования по всему жизненному циклу в режиме реального времени;
- исключению возможных аварийных ситуаций;
- сокращению затрат на закупку нового бурового инструмента за счет продления жизни старого;
- снижению затрат на дефектоскопию;
- уменьшению затрат на ремонт инструмента [1–5].

Список литературы

1. Компания «Горизонты роста»: офиц. сайт. URL: http://go-rost.ru/products/go_rfid/.
2. Нефтяное хоз-во. 2012. № 12.
3. Нефтегазовый информационный портал. URL: <http://www.neft-product.ru/oil-news-detail-2777.html>.
4. Нефть. Газ. Инновации. 2015. № 3.
5. Положение ВСФ ООО «РН-Бурение» по эксплуатации бурильных, насосно-компрессорных труб и переводников от 05.08.2014. Красноярск, 2014. 69 с.

УДК 622.24

Ю.О. Вороненкова, В.В. Городилов

Научные руководители – канд. хим. наук *Е.И. Лесик*, канд. техн. наук *А.Л. Неверов*
Сибирский федеральный университет

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР ИНВЕРТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует об отрицательном воздействии на фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта технологических жидкостей на водной основе. Альтернативой являются системы растворов на углеводородной основе, а именно инвертные эмульсии. К их главным достоинствам относятся инертность к глинистым горным породам, а также хорошие смазочные и антикоррозионные свойства.

Аналитические исследования показали, что использование минеральных масел в качестве дисперсионной среды обратных эмульсий является наиболее перспективным направлением [1]. Объектами исследования стали инвертные эмульсии силикатных растворов в минеральном масле.

Основная цель добавок силикатов в рецептуру бурового раствора – заключение молекул в мицеллах, которые способны в составе углеводородной среды проникать в поровое пространство породы, образуя в них гелевые структуры [2] для снижения проницаемости водонасыщенных интервалов.

В работе исследовано влияние эмульгаторов Neo-Care, Tween 80, олеата кальция и ДОН-К 0302-5/75н на стабильность инвертных эмульсий с использованием различных методик их приготовления [3].

Экспериментальные исследования показали, что наиболее устойчивой и имеющей оптимальные реологические свойства оказалась инвертная эмульсия следующего состава: мине-

ральное масло – 25 %, вода – 75 %; 3 % эмульгатора ДОН-К 0302-5/75н (по объему). При этом полученная инвертная эмульсия имела невысокую вязкость при температуре 25 °С, несмотря на высокое содержание дисперсной фазы (75 % об.). Кроме этого, повышенное содержание дисперсной фазы с активной добавкой в виде силиката натрия существенно снизило процесс гидратации глинистых минералов группы смектитов, что, в свою очередь, позволит повысить устойчивость стенок скважины.

Список литературы

1. Чудновская А.В. Экологическая безопасность применения инвертно-эмульсионных буровых растворов на базе растительных масел: науч. изд. // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2016. С. 70–80. URL: http://ogbus.ru/issues/6_2016/ogbus_6_2016_p70-80_ChudnovskajaAV_ru.pdf.
2. Пат. 2112871 Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Состав для обработки призабойной зоны пласта / Т.М. Лысенко; заявитель и патентообладатель научно-производственное товарищество с ограниченной ответственностью «Нафта-С». № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 10.06.98, Бюл. № 16. 4 с.
3. Шерман Ф. Эмульсии: науч. изд. СПб.: Химия, 1972. 448 с.

УДК 622.32.002.5

В.Н. Гаевский, Р.С. Мирошников

Научный руководитель – канд. техн. наук *П.М. Кондрашов*
Сибирский федеральный университет

КОНСТРУКЦИЯ РАСШИРИТЕЛЯ-КАЛИБРАТОРА

Процесс расширения ствола скважины является распространенной технологической операцией при строительстве скважины, позволяющей снижать риски возникновения аварийных ситуаций в процессе крепления стенок, а также увеличить дебит за счет возможности спуска в скважину максимально доступной колонны обсадных труб.

Развитие технологий бурения и проводки, увеличение необходимых глубин скважин и необходимость роста их производительности актуализируют задачу по увеличению диаметра ствола пробуренной скважины. Расширители различного типа находят повсеместное применение как при ремонте существующего фонда скважин, например, в случае необходимости проведения операции по зарезке бокового ствола скважины, а также при освоении шельфовых месторождений, где вопросы повышения эффективности и безопасности приобретают особую важность.

Для осуществления технологической операции по интервальному расширению ствола скважины используется специальное оборудование – скважинный расширитель.

Существует множество типовых конструкций: инструмент с фиксированным диаметром рабочих элементов (бицентричные долота и эксцентриковые калибраторы), а также инструмент с изменяемым диаметром рабочих элементов (расширители).

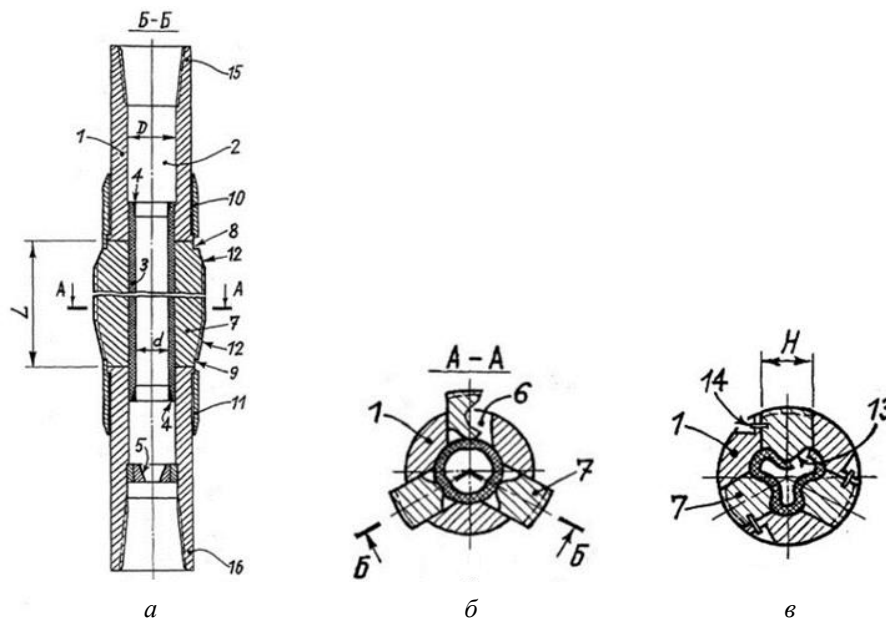


Рисунок. Схема гидравлического раздвижного расширителя

Гидравлический раздвижной расширитель буровых скважин включает в себя цилиндрический корпус 1, внутри которого выполнен продольный сквозной канал 2 на всю длину корпуса. В канале 2 размещен эластичный рукав 3, который уплотнен с корпусом 1, например элементами 4. Под эластичным рукавом 3 в канале 2 установлен дроссель 5. Диаметр D внутреннего продольного сквозного канала 2 выполнен по всей длине корпуса не менее внутреннего диаметра d эластичного рукава 3. В боковых стенках корпуса 1 равномерно по окружности выполнено не менее трех продольных окон 6, в которых размещены с возможностью радиального перемещения выдвижные лопасти 7 с породоразрушающими элементами на их внешней поверхности. На верхнем и нижнем концах от торцов каждой выдвижной лопасти 7 с наружной стороны выполнены выемки 8 и 9. Выемка 8 по всей ее высоте перекрыта верхней ограничительной втулкой 10, а выемка 9 перекрыта нижней ограничительной втулкой 11. Втулки 10 и 11 установлены снаружи корпуса 1 и закреплены на нем, например, с помощью стопорных винтов (на чертеже условно не показаны). Наружная поверхность каждой выдвижной лопасти 7 в нижней и верхней частях 12 выполнена с уклоном к ее нижнему и верхнему концам лопасти. Внутренние поверхности 13 выдвижных лопастей 7 по всей их высоте размещены с возможностью полного непосредственного соприкосновения с наружной поверхностью эластичного рукава 3. Внутренняя поверхность 13 каждой выдвижной лопасти 7 по ширине в поперечном сечении выполнена выпукло-вогнутого профиля, при этом средняя часть по ширине лопасти выполнена выпуклой, а к ее бокам – вогнутой. Внутренняя поверхность 13 каждой выдвижной лопасти 7 по ширине в поперечном сечении может быть выполнена так же. Ширина H каждой выдвижной лопасти 7 выполнена размером не менее 0,3 внутреннего диаметра d эластичного рукава 3, а их длина L выполнена не менее двух размеров внутреннего диаметра d эластичного рукава 3. В транспортном положении,

когда выдвижные лопасти 7 утоплены, т.е. когда их внешняя поверхность с породоразрушающими элементами не выходит за внешнюю поверхность цилиндрического корпуса 1, выдвижные лопасти 7 закреплены в корпусе 1 срезными штифтами 14. При этом эластичный рукав 3 в поперечном сечении принимает оптимальное сгофрированное состояние (рисунок, а). Верхний конец 15 и нижний конец 16 корпуса 1 имеют внутреннюю резьбу для соединения с бурильной колонной.

Данное техническое решение имеет ряд преимуществ по сравнению с другими конструкциями:

- простота конструкции и наименьшее количество движущихся частей, что благотворно повлияет на долговечность;
- простой принцип активации;
- равномерность диаметра разбуриваемой области по всей длине при бурении данным расширителем.

Предлагаемая конструкция скважинного расширителя обеспечивает надежность и долговечность благодаря простоте, модульности конструкции, минимальному количеству подвижных частей, высокой ремонтпригодности. Все это обуславливает минимальную себестоимость оборудования, снижает издержки при эксплуатации, таким образом, снижая общую стоимость проведения технологической операции по интервальному расширению скважины [1–4].

Список литературы

1. Поисковая система по нефтегазовому комплексу. URL: <https://neftegaz.ru/science/view/1021-Tehnologii-dlya-rasshireniya-stvolov-skvazhin>.
2. Авторское свидетельство RU 2229582 Российская Федерация МПК E21B7/28. Расширение пробуренных скважин, например разбуриванием, E21B10/32 с расходящимися режущими органами / М.П. Дудкин (RU), В.Ю. Ванцев (RU), И.А. Козубовский (RU), В.М. Баянов (RU); заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью ИНКОС (RU); заявл. 2003-07-30; опубл. 27.05.2004.
3. Industry Article: Rotary Steerable Systems. Publication: E&P online. Publication Date: 10/07/2016 by Juan Restrepo, Schlumberger.
4. Journal of Petroleum Technology by Trent Jacobs, JPT Digital Editor. Innovations in drilling rigs 10/05/2017. Schlumberger.

УДК 552.086

М.А. Голиков, А.А. Леонова

Научные руководители – д-р физ.-мат. наук **В.М. Киселев**, начальник отдела **Д.В. Назаров**
Сибирский федеральный университет, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА В ПЛАСТ НА ПОКАЗАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ГИС

Корректное определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) и характера насыщения являются одними из основных петрофизических проблем данной территории. На данный момент для определения $K_{нг}$ используется уравнение Дахнова – Арчи. Уравнение Дахнова – Арчи, полученное с использованием связей типа «керна – керн», дает повсеместное низкое значение $K_{нг}$. В результате интерпретации большая часть продуктивных интервалов, обладающих углеводородным насыщением, интерпретируется как водонасыщенная. Это может быть связано с несколькими причинами:

- несоответствие пластовых условий при исследовании керна;
- некачественные кривые УЭС, искажённые фильтратом промывочной жидкости;
- влияние на кривые УЭС глинистости или зоны проникновения.

Для определения истинного сопротивления пласта и оценки зоны проникновения фильтра бурового раствора используется метод бокового каротажного зондирования (БКЗ), так как он обладает наибольшей глубиной исследования [2].

Важнейшей задачей электрического каротажа в нефтяных и газовых скважинах является определение удельного электрического сопротивления пластов (ρ_p) по кажущемуся удельному сопротивлению (ρ_k).

По результатам измерений кажущегося сопротивления строят зависимости $\rho_k = f(L)$, называемые практическими кривыми зондирования. Если в изучаемый интервал не проникает промывочная жидкость, то такая кривая называется двухслойной. При наличии проникновения промывочной жидкости в пласт имеют место трехслойные кривые, которые характерны для пластов-коллекторов [1].

Интерпретация практических кривых зондирования осуществляется по палеточной методике. Согласно этой методике на первом этапе трехслойные кривые совмещаются с кривыми двухслойной палетки, после чего рассчитывается сопротивление зоны проникновения ($\rho_{зп}$). Далее работают непосредственно с трехслойными палетками. На этом этапе рассчитывают диаметр зоны проникновения (D) и определяют истинное сопротивление пласта (ρ_p) [3].

Оценка влияния зоны проникновения ФБР в пласт по данным БКЗ осуществлялась для Скви-1, 2, 3. Средний диаметр зоны проникновения фильтра бурового раствора в пласт составляет около 3 м. Также были получены значения истинного сопротивления пласта с учетом влияния зоны проникновения.

После корректировки полученных значений УЭС пласта был выполнен ряд сравнений (рис. 1).

Из полученных графиков видно, что в пределах водонасыщенных пластов сопротивления сравнимы, а в пластах с углеводородным насыщением наблюдается завышение скорректированных значений сопротивлений.

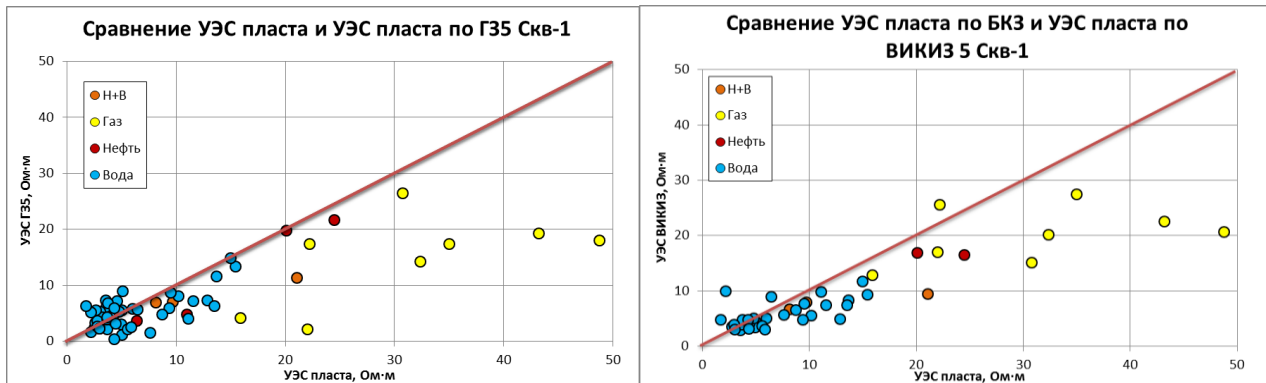


Рис. 1. Сравнение скорректированных значений УЭС пласта с сопротивлениями по зондам ВИКИЗ и БКЗ (Г35)

С учетом скорректированных значений был выполнен пересчет $K_{нг}$ (рис. 2).

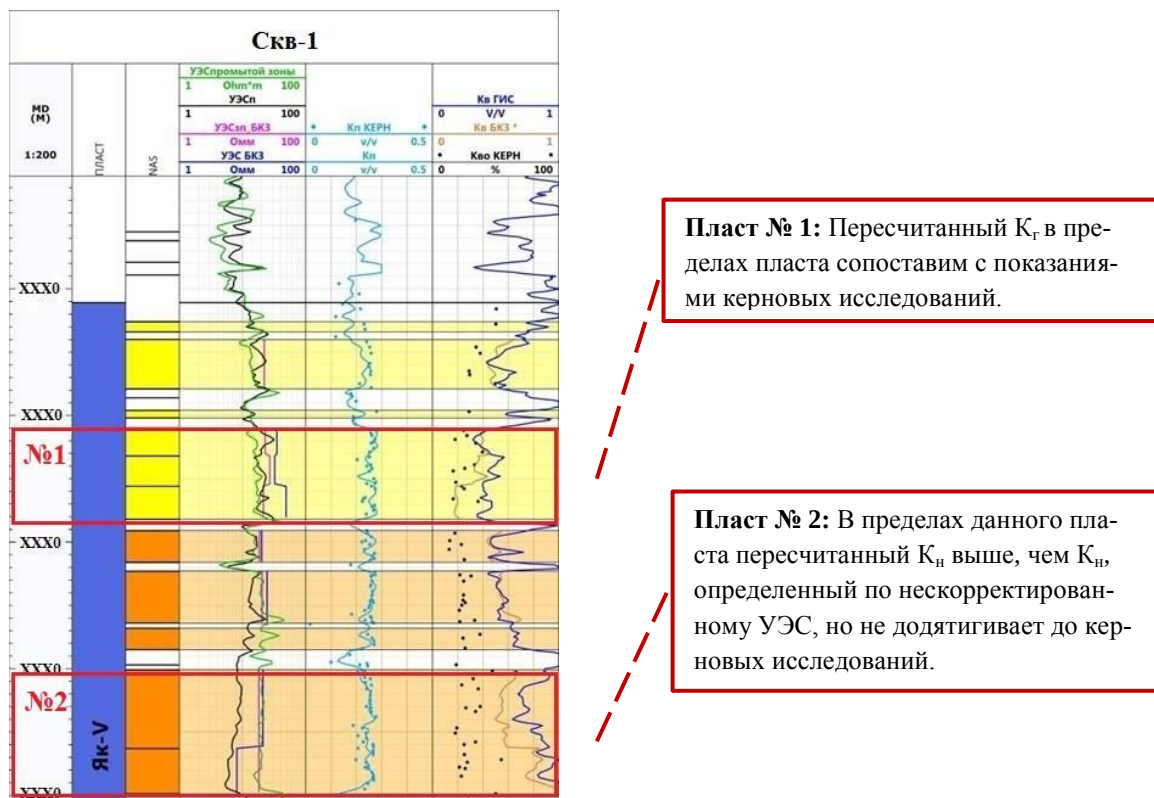


Рис. 2. Сравнение скорректированных значений $K_{нг}$ с показаниями, полученными на керне

Полученное $K_{нг}$ не дотягивает до показаний керновых исследований. В связи с этим необходимо провести дополнительные работы по учету влияния глинистости на показания удельного сопротивления.

Вывод. В результате проведенной работы показана неприменимость зависимостей типа «керна – керн» для определения коэффициента нефтегазонасыщенности в скважинах месторождения X. Для решения данной проблемы была проверена гипотеза искажения удельного электрического сопротивления проникновением в пласт фильтрата бурового раствора. Рассчитаны зоны проникновения ФБР, диаметр которых составляет в среднем около 3 м.

Для определения $K_{нт}$ были скорректированы показания УЭС с учетом зоны проникновения по предложенной методике.

Для снятия неопределенностей в определении величины $K_{нт}$ рекомендуется провести работы по оценке вклада глинистости в показания УЭС.

Список литературы

1. Глинских В.Н. Электромагнитный зонд для каротажа высокого разрешения: теоретические и экспериментальные исследования // Российская техническая нефтегазовая конференция SPE, 16–18 октября, 2017.
2. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин: учеб. пособие. М.: Недра, 1978. 389 с.
3. Никитенко М.Н. Высокочастотный электромагнитный каротаж в процессе бурения применительно к изучению макроанизотропных свойств тонкослоистых интервалов осадочных пород // Российская техническая нефтегазовая конференция SPE, 24–26 октября, 2016.
4. Эпов М.И., Сухорукова К.В. Электромагнитные зондирования в наклонных и горизонтальных скважинах: численное моделирование и интерпретация практических данных // Российская техническая нефтегазовая конференция SPE, 16–18 октября, 2012.

УДК 66.063.612, 661.185.44

А.А. Иванова

Научный руководитель – канд. хим. наук *Е.И. Лесик*
Сибирский федеральный университет

СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ ОЛЕИНОВОЙ КИСЛОТЫ И ТРИЭТАНОЛАМИНА

Внедрение эмульсионных систем с углеводородной дисперсионной средой в различные сферы производства – актуальная тенденция современного этапа развития технологий [1]. Одним из направлений применения эмульсий является их использование в качестве основы для бурового раствора на углеводородной основе, обладающие такими преимуществами, как:

инертность к гидратирующимся глинистым породам; меньшее воздействие на естественную проницаемость призабойной зоны пласта, хорошие смазывающая и несущая способности. В то же время такие системы обладают и недостатком, связанным с отрицательным влиянием на окружающую среду (за счет содержания нефтепродуктов и ПАВ).

Основа наиболее распространенных эмульсионных растворов состоит из минерализованной воды, УВ (сырой нефти, дизельного топлива (ДТ), масел различной природы) и ПАВ. В последние годы ведутся активные разработки рецептур на основе синтетических углеводов или очищенных минеральных масел, которые, несмотря на более высокую стоимость, позволяют получить растворы с лучшими реологическими и экологическими свойствами [2]. Как основа такое масло требует соответствующих эмульгаторов и стабилизирующих систем, к которым можно отнести и продукты конденсации этаноламинов и жирных кислот.

Для исследований было выбрано базовое масло Rosneft Drilltec, характеризующееся малой вязкостью $\nu(40\text{ }^{\circ}\text{C}) = 2,45\text{ сСт}$ и плотностью $\rho(20\text{ }^{\circ}\text{C}) = 806\text{ кг/м}^3$, низкой температурой застывания (менее $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$), $T_{\text{всп.от.тиг}} = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$, анилиновая точка = $79\text{ }^{\circ}\text{C}$, содержание ароматических УВ $< 0,1\text{ } \%$.

В лабораторных условиях на основании данных патента RU2189375C2, по оптимизированной методике были синтезированы три образца ПАВ. В качестве сырья для синтеза были взяты олеиновая кислота, триэтаноамин и фосфорная кислоты (как катализатор процесса этерификации) [3]. У полученных образцов исследованы эксплуатационные характеристики, поверхностно-активные и эмульгирующие свойства. Эксплуатационные характеристики представлены в таблице.

Таблица

Характеристики синтезированных ПАВ

Название образца	Цвет по шкале Гарднера	КЧ	μ , мПа·с при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$	ρ , кг/м ³ при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{заст.}}$, $^{\circ}\text{C}$	n_{d}^{20}
ПАВ 1	18	4	865,3	978,3		1,4782
ПАВ 2	17	8	1 038	942,6	2,5	1,4719
ПАВ 3	13	3	402,3	933,0	-7	1,4723

Поверхностно-активные свойства исследовали методом Дю-Нуи при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ на модельном растворе «гептан – вода». График изотермы поверхностного натяжения представлен на рисунке.

Эмульгирующую способность ПАВ проверяли при приготовлении эмульсий на основе базового масла и минерализованной воды (20 г/л) с водомасляным отношением (ВМО): 90:10; 80:20; 70:30; 60:48 [4]. Оценку устойчивости эмульсии по предварительному испытанию проводили визуально. По итогу испытаний получали обратные эмульсии (проверка природы эмульсии по методу смешения), концентрации ПАВ варьировали в пределах от необходимых для стабилизации эмульсии с каждым до $\%$ об. Границы концентраций для стабилизации эмульсий с заданным ВМО: 90:10 – 2–3 $\%$ об.; 80:20 $\approx$ 4 $\%$ об.; 70:30 – 4–5 $\%$ об.; 60:40 $\approx$ 6 $\%$ об.

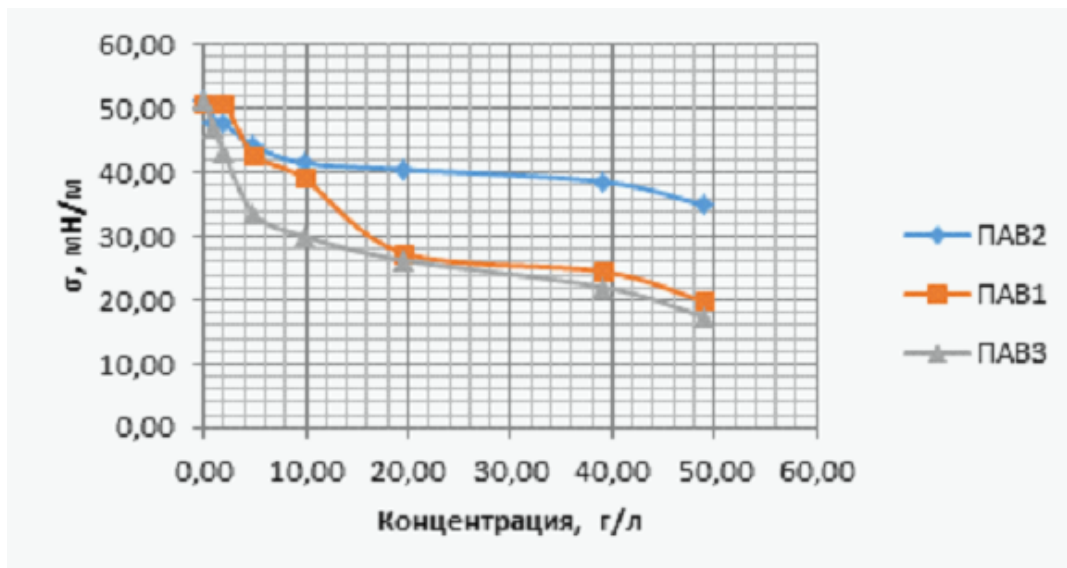


Рисунок. Изотермы поверхностного натяжения образцов ПАВ

В результате исследований получены эмульгаторы обратных эмульсий, стабилизирующие системы на основе базового масла Rosneft. Сделаны следующие выводы:

- 1) оптимизация методики, приведенной в патенте (проведение синтеза под вакуумом), позволяет вести синтез при пониженных температурах и без применения растворителя;
- 2) полученный ПАВ обладает сравнительно низкой экономической стоимостью, однако требует усовершенствование рецептуры и эксплуатационных свойств, заключающихся в подборе типа и дозировке соэмульгатора, что позволит по оценкам получить стабильную в течение длительного времени (нескольких суток) эмульсионную систему;
- 3) для подбора соэмульгатора необходимо определить показатель гидрофильно-липофильного баланса.

Список литературы

1. Эмульгаторы обратных эмульсий на основе моноэтаноламидов жирных кислот растительных масел / Е.И. Черных, А.С. Шестаков, Т.Н. Пояркова [и др.] // Вестн. ВГУ. 2016. № 1.
2. Воздействие бурения скважин на окружающую среду // Технология бурения скважин. URL: <http://teplozond.ru/burenie-razvedochnyx-skvazhin/vozdjestvie-bureniya-skvazhin-na-okruzhayushhuyu-sredu.html>.
3. Этерификация карбоновых кислот гидроксилсодержащими соединениями // МСД. URL: <http://msd.com.ua/plastifikatory-dlya-polimerov/eterifikaciya-karbonovykh-kislot-gidroksilsoderzhashhimi-soedineniyami/>.
4. M-I Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Ред. 2.1. США, 2009. 1000 с.

УДК 622.245.12

И.В. Карнаухов

Научный руководитель – заместитель главного технолога ООО «РН-Бурение» **Р.Р. Шафигуллин**
Сибирский федеральный университет

ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСЦЕНТРИЧНОГО БАШМАКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ НА КЛАСТЕРЕ ВАНКОРСКОГО БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для спуска обсадной колонны на проектную глубину необходима качественная подготовка ствола скважины, которая не всегда выполняется по причине геологических осложнений в пределах не обсаженного ствола. К таким осложнениям относятся: осыпание горных пород, увеличение номинального диаметра ствола скважины, образование каверн и уступов, желобообразование, неустойчивость ствола скважины [1].

Перед спуском обсадной колонны ствол скважины необходимо промывать высококачественным буровым раствором, удовлетворяющим основным требованиям теории промывки скважины. Но, несмотря на высокое качество обработки ствола скважины, в процессе подъёма инструмента, а также при последующем спуске обсадной колонны происходит некоторое разрушение стенок скважины, особенно при наличии в интервалах слабоустойчивых горных пород. Большое количество шлама также может вытесняться пружинными центраторами из каверн. Наличие выступов на обсадной колонне в виде муфт при спуске создает возможность механического воздействия со стенками скважины в местах прижатия трубы, а именно увеличение коэффициента трения [2].

С 2009 по 2017 г. на Ванкорском блоке месторождений было зафиксировано 26 случаев недоспусков обсадных колонн. При ликвидации данных инцидентов расходуется большое количество материальных и технических средств, которые влекут за собой дополнительные убытки.

Для уменьшения рисков недохода обсадной колонны нами предложен вариант использования эксцентричного башмака низа обсадной колонны (рис. 1) на кластере Ванкорского блока месторождений. Данное оборудование, которое зарекомендовало себя как надежное устройство, используется во многих ведущих буровых компаниях мира и России, позволяет минимизировать риск недоспуска обсадной колонны за счет вращающегося башмака.



Рис. 1. Эксцентричный башмак с вращающимся наконечником
компании «Удмуртские долота»

Устройство с успехом применяется и в наклонно-направленных скважинах, где имеются риски недохождения колонны из-за уступов и каверн и в скважинах с большим отходом от вертикали (горизонтальные), где недостаточная осевая нагрузка и высокие коэффициенты трения препятствует успешному заканчиванию скважины.

Башмак колонный с возможностью вращения (рис. 2) предназначен для оборудования низа обсадной колонны с целью направления ее по стволу скважины и прохождения осложненных зон (каверны и зоны сужения ствола) без посадок. Это осуществляется за счет того, что эксцентрический наконечник башмака преодолевает уступы и огибает преграды за счет его вращения. В горизонтальном стволе скважины посадка и последующая остановка движения обсадной колонны, как правило, всегда связаны с тем, что перед башмаком нагребается шлам, который находится на нижней образующей ствола скважины [3].

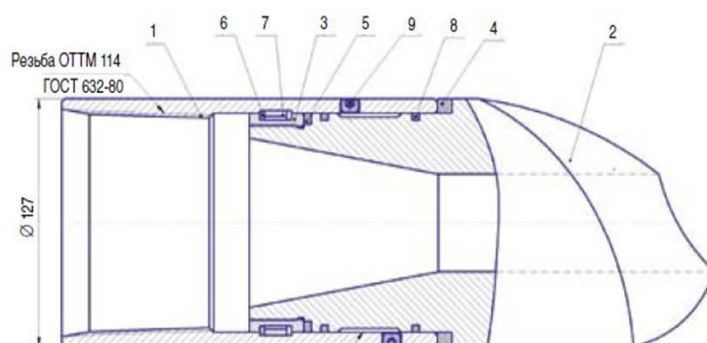


Рис. 2. Башмак колонный с возможностью вращения:

- 1 – муфта; 2 – головка эксцентричная; 3 – гайка упорная; 4, 5, 6 – опоры скольжения; 7 – фиксатор; 8 – кольца уплотнительные; 9 – пробка коническая

Для обратного сравнения: движение обсадной колонны можно сравнить с трелевкой бревна по земле. Попробуйте оснастить бревно вращающейся полусферической эксцентричной головкой – и оно у вас будет скользить по любой неровной поверхности. Этот принцип и реализован в новой конструкции вращающегося башмака.

Для реализации этих рекомендаций при разработке предусмотрены следующие конструктивные особенности. Направляющая пробка башмака выполнена со скосом 20–30° и эксцентричным смещением вершины округлого конуса относительно оси башмака.

Изобретение является разработкой, позволяющей снизить риск недоспуска обсадных колонн, и могло бы применяться на территории Ванкорского месторождения. За счет использования устройства можно сократить общевременные и материальные затраты. При дальнейшем строительстве скважины с применением эксцентричного башмака обсадной колонны качество спуска и цементирования обсадной колонны ожидается с наиболее эффективными показателями.

Список литературы

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных горизонтальных скважин. М.: Недра, 1997. 647 с.
2. Кодзаев Ю.В. Бурение разведочных горизонтальных скважин. М.: Недра, 1978. 222 с.
3. Васильченко С.В., Потапов А.Г. Условия образования шламовых дюн в наклонных участках скважины: докл. // 2-й междунар. семинар «Горизонтальные скважины». М. Ноября 1997.

УДК 550.34

А.В. Коротышева

Научный руководитель – начальник отдела ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» *Д.А. Петров*
Сибирский федеральный университет

**ВЫЯВЛЕНИЕ КАВЕРНОЗНЫХ ВЫСОКОЁМКИХ ИНТЕРВАЛОВ
В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ
ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ**

В результате анализа керна недавно пробуренных эксплуатационных скважин на одном из месторождений Восточной Сибири были зафиксированы интервалы с повышенной пустотностью, связанные с интенсивной кавернозностью. Интервалы имеют небольшие толщины (1–10 м) и высокую по отношению к вмещающим породам пустотность – 15–30 %. Эмпирически установлено, что зоны, где скважины вскрывают такие объекты, характеризуются высокой продуктивностью, низкой обводнённостью и газовым фактором при испытаниях вертикальных и горизонтальных скважин в рифейском интервале разреза. Данное обстоятельство свидетельствует об однозначной необходимости учитывать интервалы кавернозности при прогнозе продуктивных характеристик.

В виду того, что кавернозные интервалы очень малы и слабо дифференцированы по разрезу, в поле отраженных волн их выделить проблематично, а в поле энергии рассеянных волн (ПЭРВ) по физическим предпосылкам [2; 3] такие интервалы должны проявляться, так как они имеют аномально высокую пустотность по отношению к вмещающим породам.

Для решения задачи о возможности площадного прогноза таких интервалов было выполнено полноволновое численное моделирование сейсмического поля. Модель представляла серию кавернозных объектов с разными значениями пустотности. Для более достоверного описания карбонатного резервуара, помимо кавернозных объектов, в модели присутствуют и субвертикальные трещины. На основе выполненного моделирования было установлено, что на дифракционном изображении находят своё отображение как трещины, так и кавернозные интервалы. В свою очередь, выделение кавернозности в поле рассеянных волн возможно для объектов мощностью больше 2 м и с K_p более 10 %. Также было доказано, что различная геометрия пустотного пространства (кавернозность и трещиноватость) ведёт к различному распределению рассеянной энергии по направлениям. Наиболее широкий по углам разброс рассеянной энергии соответствует каверновой структуре, а наиболее узкий – трещиноватой, и их разделение возможно на различных направлениях рассеяния.

В результате в ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» была разработана методика анализа отклика рассеянной компоненты волнового поля в пространстве. Методика основана на алгоритме азимутальной фокусировки рассеянных волн с ориентированными локальными апертурами, в основании которых лежат интегральные операторы продолжения волновых полей [1]. Полученные из стандартных сейсмических данных 3D азимутально ориентированные волновые поля эллиптически аппроксимируются, что позволяет анализировать их аспектное соотношение в каждой точке исследуемой площади.

Описанная выше методика протестирована на небольшом участке месторождения Восточной Сибири ($\sim 250 \text{ км}^2$) – рисунок. Значения атрибута «аспектное соотношение ПЭРВ» сопоставлены с общей толщиной интервалов интенсивного кавернообразования, вскрытых скважинами (только для скважин, где общая толщина больше 2 м, пустотность – до 30 %). Наблюдается устойчивая связь между толщинами интервалов кавернообразования и сейсмическим атрибутом (коэффициент корреляции составляет 0,9), что подтверждает предположение о возможности локализации интервалов интенсивного выщелачивания по разработанной методике.

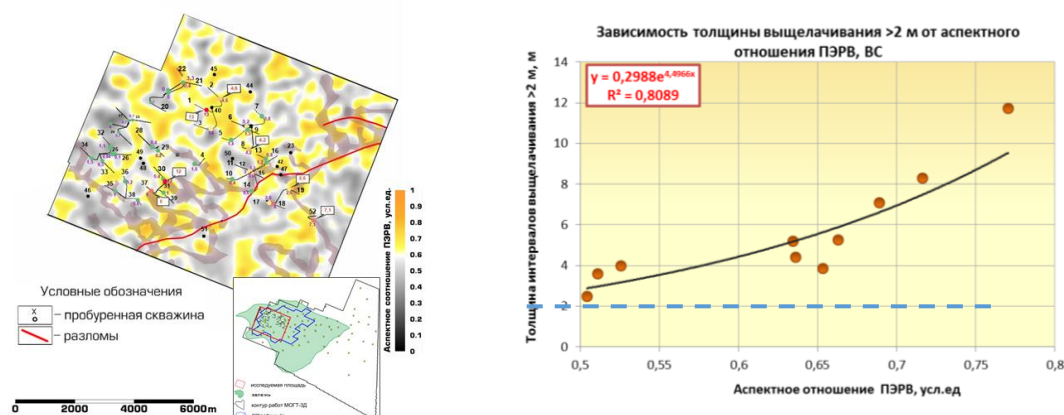


Рисунок. Распределение аспектного соотношения ПЭРВ по площади (прогноз интервалов интенсивного кавернообразования)

Технология разделения рассеивающих объектов различной геометрии (трещины и каверны) позволяет прогнозировать характеристики интервалов интенсивной кавернозности по стандартным сейсмическим данным МОГТ 3D.

Список литературы

1. Проявление преимущественной ориентации микронеоднородностей в азимутальном распределении энергии рассеянных волн / А.А. Тузовский, В.В. Шиликов, А.С. Мерзликина [и др.] // XIII междун. науч.-прак. конф. «Геомодель-2011» (Геленджик, 12–15 сен. 2011 г.). Геленджик, 2011.
2. Прогнозирование флюидонасыщенности пласта-коллектора на основе анализа рассеянной компоненты / А.С. Мерзликина [и др.] // Совместный семинар EAGE/SPE геолого-геофизический мониторинг процесса разработки (Москва, 4–6 марта 2013 г.). М., 2013.
3. Поздняков В.А., Чеверда В.А. Фокусирующее преобразование сейсмических данных для площадных стационарных систем // Геология и геофизика. 2005. № 3. С. 328–338.

УДК 533.982.2

М.А. Пирожкова

Научный руководитель – главный инженер проекта по Иркутской области **Н.М. Дадакин**
 ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

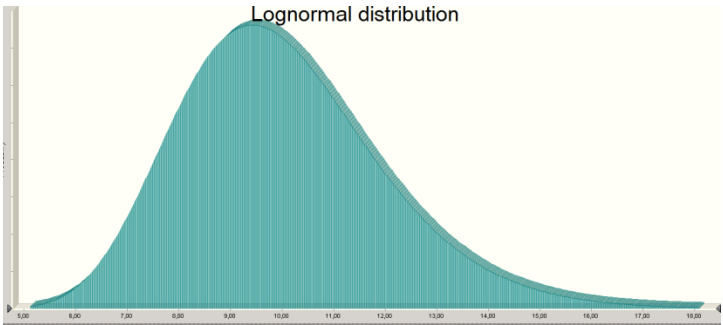
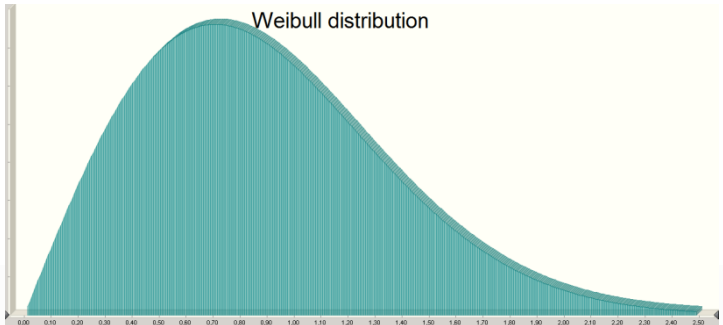
АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

На территории Западной Якутии собран и накоплен региональный геолого-геофизический материал, на его основе в 2017 г. были проведены тематические исследования территории с целью изучения нефтегазового потенциала. Результатом работ стало выделение перспективных зон для дальнейшего изучения. Кроме этого, предварительно оценены ресурсы УВ сырья.

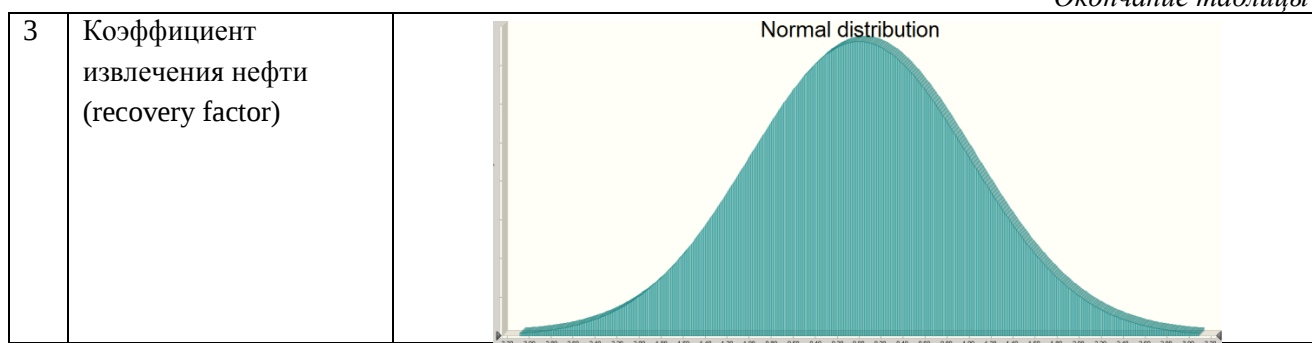
В связи с тем, что район мало изучен сейсморазведочными работами и редким поисково-оценочным бурением, имеющийся фактический материал требовал глубокого анализа при оценке ресурсов нефти и газа и геологических рисков. Поэтому при работе высока вероятность допустить ошибку при подборе форм математических распределений подсчетных параметров, как показано в таблице, их интервалы и т.д. Чтобы избежать подобных ошибок, аналитически подобраны граничные значения (P10, P90) диапазона значений каждого подсчетного параметра [1–3].

Таблица

Соответствие математических распределений

№	Параметр	Тип распределения
1	Эффективная толщина (net thickness), площадь (area), коэффициент нефтенасыщенности (oil saturation factor)	 Lognormal distribution
2	Пористость (porosity)	 Weibull distribution

Окончание таблицы



В качестве одного из способов контроля интервалов распределений введено отношение P_{10}/P_{90} , таким образом, происходит наблюдение за разбросом значений от наиболее до наименее вероятного. Однако объем подсчитанных ресурсов не отображает коммерческую эффективность для компаний, поэтому необходимо при оценке ресурсного потенциала проводить и экономическую оценку привлекательности выявленного объекта. Один из финансовых параметров, который отражает коммерческий успех, – это анализ ожидаемой денежной стоимости (Expected Monetary Value – EMV). Для его оценки проведен анализ геологических рисков, а так как обнаружено более пяти зависимых объектов, то, опираясь на предположительный успех одного, удалось комплексно оценить коммерческих успех каждого объекта в зависимости от подтверждения хотя бы одного.

В итоге работы выделены объекты для проведения ГРП, создана форма оценки ресурсов, контролирующая распределение подсчетных параметров и рассчитывающая финансовый УВ эквивалент, подход апробирован на примере 20 объектов [4–7].

Список литературы

1. SPE 77421. Improving Stochastic Evaluations Using Objective Data Analysis and Expert Interviewing Techniques / J.T. Hawkins. 2002.
2. SPE-189019-RU. Оценка рисков и неопределенностей при подсчете запасов нефти / Ф.В. Рагимов (SOCAR «НИПИ Нефтегаз»), А.Ш. Эминов (SOCAR «НИПИ Азнефть»), Р.М. Гусейнов (SOCAR «НИПИ Нефтегаз»). 2017.
3. Питер Р. Роуз. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. М.; Ижевск: НИЦ «РХД», Ижев. ин-т компьютерных исследований, 2011. 304 с.
4. Прикладная статистика: Основы моделирования и первичная обработка данных: справ. изд. / С.А. Айвазян, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. М.: Финансы и статистика, 1983. 471 с.
5. Geologic risk analysis and resource assessment Presented by Mr. Yang Dengwei. 2003.
6. Петерсилье В.И., Порожун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
7. Порогов Г.С. Математические методы моделирования в геологии: учебник. СПб., 2006.

УДК 622.24

А.С. РезановНаучный руководитель – канд. экон. наук **Я.И. Заиченко***Иркутский национальный исследовательский технический университет*

ТЕХНОЛОГИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИЗВЛЕКАЕМОЙ КНБК

В технологии бурения с обсаживанием (DwC) обсадная колонна используется в качестве бурильной с тем, чтобы обсадные трубы спускались на забой в процессе бурения, а не устанавливались в ходе отдельной операции.

Бурение с обсаживанием и использованием раздвижных долот проводилось в 1920-х гг. в Польше и Франции. С 1950-х гг. оно стало применяться и в других районах мира, в том числе и в России, в городе Саратове при вскрытии продуктивного пласта последней колонной насоснокомпрессорных труб, которые скрепляются в пласте цементным раствором вместе с установленным буровым долотом. Современное бурение с обсаживанием не ограничивается только последней колонной буровой скважины. В действительности самые современные разработки DwC предусматривают бурение под кондуктор и техническую колонны. За исключением немногих экспериментальных скважин обсаживание использовалось для бурения определенных участков, а не всего ствола скважины [1].

Бурение с обсаживанием может быть выполнено с помощью систем двух типов: с использованием разбуриваемого (раздвижного) бурового башмака и с использованием извлекаемой КНБК.

В первом случае простая конструкция: буровой башмак из разбуриваемого сплава или с раздвижными лопастями представляет собой долото PDC, изготовленное специально для бурения вертикальных до проектной глубины за одно долбление. Долото устанавливается на стандартной обсадной колонне, которой передается вращение от привода на поверхности [3].

Во втором случае сложная конструкция: технология бурения на обсадной колонне включает использование извлекаемой КНБК при необходимости выполнения ГИС во время бурения или для бурения наклонно-направленного интервала. Система, извлекаемая тросом или на бурильных трубах, работает с любой КНБК и используется для бурения скважин, требующего применения РУС или ВЗД и каротажа во время бурения.

Система включает в себя замок-фиксатор КНБК, который обеспечивает присоединение КНБК к нижней части соединения башмака обсадной колонны и передает крутящий момент и осевую нагрузку от обсадной колонны во время бурения, СВП вращает обсадную колонну, а забойный двигатель обеспечивает передачу дополнительного крутящего момента на КНБК и долото (рис. 1).



Рис. 1. Извлекаемая тросом КНБК и сборка для обсадного бурения [3]

В случае, когда требуется бурение наклонно-направленного интервала, следует применять бурение на обсадной колонне с извлекаемой КНБК.

Бурение с обсаживанием с извлекаемой КНБК обладает следующими преимуществами по сравнению с бурением при помощи бурового башмака:

- возможность использовать РУС/ВЗД;
- возможность использовать оборудования MWD;
- использование как шарошечных, так и PDC долот любого типа.

Преимущества бурения на обсадной колонне:

1. Снижаются затраты времени.
2. Исключается время, затрачиваемое на спускоподъемные операции с бурильными трубами и на спуск обсадных труб, в том числе на промывку и на проработку.
3. Вращение обсадной колонны распределяет выбуренный шлам по стенкам ствола скважины, закупоривая пластовые поры для предотвращения потерь бурового раствора. Тем самым механическая кольматация обеспечивает прочность и устойчивость ствола скважины (рис. 2).
4. При бурении на обсадной колонне уменьшена площадь сечения кольцевого канала между КНБК/наружным диаметром обсадной трубы и внутренним диаметром ствола скважины, следовательно, при одинаковых рабочих режимах бурение на обсадной колонне обеспечивает более высокую скорость в затрубном пространстве, чем обычное бурение.
5. Так как бурильные трубы не используются, сокращается их наработка.

В рамках проекта по оптимизации и повышению технико-экономических показателей при строительстве скважин на Ванкорском месторождении компанией Шлюмберже была предложена технология бурения на обсадной колонне с извлекаемой КНБК – TDDirect CD [2].

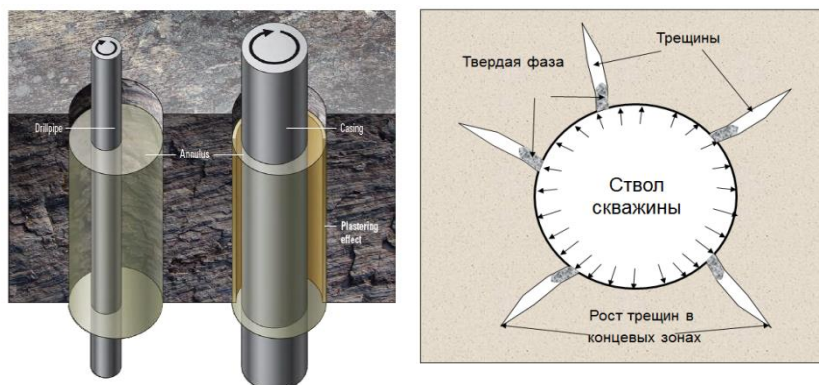


Рис. 2. Механическая кольматация [2]

Применение данной технологии позволит снизить сроки строительства скважины, а также минимизировать риски прихвата или недохождения обсадной колонны до проектной глубины, возникающих вследствие осложнений в неустойчивых породах, таких как:

- осыпи и обвалы стенок скважины;
- набухание глин;
- неустойчивые вязкие глины;
- кавернообразование.

Список литературы

1. Андреев Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород // Наука и техника в газовой промышленности. 2010. № 12. С 34–40.
2. URL: www.schlumberger.com.
3. URL: www.wetherford.com.

УДК 622.245.14

В.О. Светличный

Научный руководитель – канд. техн. наук *Н.Г. Квеско*
Сибирский федеральный университет

ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ АНПД

Задачей предлагаемого изобретения является разработка превентивного алгоритма (последовательности операций) в цикле первичного вскрытия горизонтальным бурением с целью предотвращения смыкания природных трещин карбонатного коллектора в процессе бурения на равновесии, депрессиях, что обеспечит сохранение высокой продуктивности добывающих скважин по нефти.

Сущность предлагаемого усовершенствования – поэтапное (циклическое) закрепление трещин ПЗП пропантом в процессе горизонтального бурения (первичного вскрытия) по продуктивному коллектору (когда продуктивный пласт характеризуется природными значениями проницаемости, еще не измененной техническим воздействием), после чего производится временная изоляция зоны поглощения в этом участке ствола.

Техническим результатом предложенного способа является создание оптимальных условий первичного вскрытия продуктивного коллектора с сохранением природных фильтрационных свойств трещинного карбонатного коллектора в процессе длительной эксплуатации нефтяной залежи и повышения (сохранения) коэффициента извлечения нефти.

Процесс закрепления трещин становится возможным без проведения гидроразрыва в связи со специфическими особенностями трещинного карбонатного коллектора. Раскрытость естественных трещин может достигать от долей до десятков миллиметров (Юрубчено-Тохомское месторождение). Основную роль в продуктивности скважины играет именно вскрытие таких естественных высокопроницаемых трещиноватых зон. Первичное вскрытие таких зон всегда характеризуется поглощением бурового раствора, что является индикатором для начала проведения работ по закреплению естественных трещин. Доказанным является тот факт, что снижение пластового давления или создание больших депрессий в призабойной зоне пласта может спровоцировать необратимое смыкание трещин [3]. Это приведет к резкому падению продуктивности скважины, а в масштабах всего месторождения – к резкому снижению добычи и, как следствие, к значительному падению рентабельности (до 27 %) всего объекта разработки. Применение данной технологии позволяет, с одной стороны, обеспечить безопасность, качество и непрерывность проводимого вскрытия бурением нефтяного пласта с АНПД; с другой – закрепление проницаемых естественных трещин в ПЗП с целью расширения возможного диапазона воздействия депрессий на продуктивный нефтенасыщенный интервал в последующем и после окончания бурения (в цикле очистки от кольматации вскрытых трещин), одновременно контролируя как процент содержания кольматанта нужной фракции в буровом растворе, так и величину динамической репрессии на флюидную геодинамическую систему) [1]. Заявляемый способ позволяет также достичь эффекта снижения репрессии при бурении на трещиноватый коллектор и вскрываемый бурением нефтенасыщенный карбонатный трещинный коллектор. Это, в свою очередь, снижает риск возникновения катастрофических поглощений и последующего газонефтеводопроявления при соблюдении условий жестко ограниченной по величине статической либо динамической репрессии. Тем самым дополнительно обеспечивается техническая безопасность работ и непрерывность цикла углубления скважины в условиях постоянного ограниченного поглощения в процессе вскрытия карбонатного трещинного нефтенасыщенного пласта с аномально низким пластовым давлением.

Таким образом, алгоритм заявленного способа включает полное вскрытие зоны поглощения и закрепление естественных трещин закачкой временной изоляции зоны поглощения. Цикл повторяется при вскрытии новой зоны полного поглощения.

Наиболее близким является способ первичного вскрытия бурением горизонтального ствола в трещинном типе нефтегазонасыщенного карбонатного коллектора в условиях аномально низких пластовых давлений [2].

Включение в бурильную компоновку переводника типа MOCS (multiple opening circulation sub) производства NOV позволяет существенно сократить время на проведение данной операции, также снижая затраты на химические реагенты.

Список литературы

1. Управляемая кольматация призабойной зоны пластов при бурении и заканчивании скважин / М.Р. Мавлютов, В.Н. Поляков, Ю.С. Кузнецов [и др.] // Нефтяное хоз-во. 2014. № 6. С. 7–10.
2. Пат. № 2602437 Российская Федерация МПК E21B21/00, E21B33/13, E21B43/02. Способ первичного вскрытия бурением горизонтального ствола в трещинном типе нефтегазонасыщенного карбонатного коллектора в условиях аномально-низких пластовых давлений / А.Г. Вахромеев, С.А. Сверкунов, Р.У. Сираев [и др.] . RU 2602437 C1; заявл. 11.09.2015, опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.
3. Сверкунов С.А. Повышение эффективности бурения горизонтальных стволов в карбонатных коллекторах с низким градиентом пластового давления. Уфа: Уф. гос. нефт. техн. ун-т, 2017. С. 27–30.

УДК 622.243

В.В. Татевосян

Научный руководитель – канд. техн. наук *Н.Г. Квеско*
Сибирский федеральный университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ

Сложные карбонатные нефтенасыщенные коллектора рифея Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления – один из наиболее проблемных объектов [1] как для геологического изучения, оценки извлекаемых запасов нефти и газа, проектирования разработки подготовленных залежей, так и для первичного вскрытия бурением. В результате изучения структуры пустотного пространства установлено три основных типа: трещинный, каверново-трещинный и трещинно-каверновый, – при этом проницаемыми в основном являются вертикальные и субвертикальные трещины.

Таким образом, встает вопрос о развитии новых технологий бурения скважин в сложных карбонатных нефтенасыщенных коллекторах рифея Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. Для того чтобы справиться с поставленными задачами, необходимо более детальное изучение геологических характеристик карбонатных пород этого ареала, их физико-механических свойств, условий формирования и переформирования.

Несомненно, что основная проблема обусловлена труднодоступностью и удаленностью месторождений, отсутствием развитой инфраструктуры, что приводит к существенному уве-

личению капитальных затрат, необходимых для строительства скважин, трубопроводов и обустройства месторождений. К основным сложностям геолого-технологических условий бурения скважин можно отнести:

- 1) наличие многолетнемерзлых пород с избыточной льдистостью;
- 2) повсеместно распространенный трапповый магматизм;
- 3) многочисленные зоны поглощения, обусловленные повышенной трещиноватостью пород;
- 4) наличие солевых пачек с высокой кавернозностью;
- 5) аномально низкие пластовые температуры;
- 6) аномально низкие пластовые давления;
- 7) существенную дифференциацию пластовых давлений по разрезу при наличии большого количества проницаемых и водонасыщенных горизонтов;
- 8) наличие нескольких водоносных горизонтов, проявляющих себя как поглощающие или проявляющие зоны;
- 9) присутствие многозалежных сложнопостроенных продуктивных толщ с отсутствием непроницаемых перемычек между газонефтенасыщенными горизонтами и подошвенной водой;
- 10) гидратообразование при разработке месторождений;
- 11) недостаток водных ресурсов для массового заводнения (поэтому для многих месторождений проблема решается применением газа);
- 12) высокую сейсмоактивность региона и др.

Список литературы

1. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. 255 с.
2. Князев А.Р. Оценка трещиноватости низкопористых карбонатных нефтенасыщенных пород по результатам геофизических исследований скважин. Пермь, 2009.
3. Страхов П.Н. Влияние некоторых литологических особенностей на коллекторские свойства карбонатных пород (на примере ряда месторождений Прикаспийской впадины). М., 1992.
4. Сауткин Р.С. Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения. 2015. № 4 (63).

УДК 622.24

В.С. Ходис

Научный руководитель – д-р техн. наук **С.Л. Симонянц**
 РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Юрубчено-Тохомское месторождение располагается в Эвенкийском районе Красноярского края. Открыто в 1982 г., освоение началось в 2009 г. По объемам залегаемой нефти сопоставимо с Ванкорским нефтегазоконденсатным месторождением и является вторым по значимости крупным проектом ПАО «НК "Роснефть"» в Восточной Сибири.

Территориальное размещение месторождения и тяжелые погодные условия существенно осложняют процесс строительства скважин. В связи с этим возникает необходимость в тщательном анализе применяемого оборудования и технологий бурения и оценке их влияния на технико-экономические показатели проводимых работ.

В работе представлены фактические показатели бурения двух наклонно-направленных скважин с идентичными горно-геологическими условиями залегания пород в интервале от 1 980 до 2 850 м. Выполнен сравнительный технико-экономический анализ применяемой технологии бурения и новой технологии, основанной на использовании высокопроизводительного долота 215,9 PDC с алмазно-твердосплавными резцами и эффективного гидравлического забойного двигателя.

В результате выполненных расчётов установлено существенное увеличение технико-экономических показателей бурения:

- рейсовая скорость увеличилась в 1,2 раза, а стоимость метра проходки уменьшилась в 1,22 раза (по базовым показателям);
- рейсовая скорость увеличилась в 1,78 раза, а стоимость метра проходки уменьшилась в 1,83 раза (по потенциальным показателям, т.е. при условии форсирования осевой нагрузки на долото до максимального допустимого значения).

Вывод: применение долот PDC с алмазно-твердосплавными резцами позволяет значительно улучшить показатели строительства скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении при условии правильного выбора гидравлического забойного двигателя с эффективной энергетической характеристикой [1–5].

Список литературы

1. Буровой породоразрушающий инструмент: учеб. пособие / В.И. Балаба, И.К. Бикбулатов, Г.И. Вышегородцева [и др.]. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2013. 251 с.
2. Калинин А.Г., Оганов А.С., Сазонов А.А., Бастриков С.Н. Строительство нефтегазовых скважин: учеб. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2013. Т. 1. 691 с.

3. Леонов Е.Г., Симонянц С.Л. Совершенствование технологического процесса углубления скважины: учеб. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2014. 184 с.
4. Симонянц С.Л. Практическое обучение бакалавров по профилю «Бурение нефтяных и газовых скважин»: учеб. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. 96 с.
5. Симонянц С.Л. Технология бурения скважин гидравлическими забойными двигателями: учеб. пособие. Н. Новгород: Изд-во «Вектор ТиС». 2007. 160 с.

УДК 553.982.2

К.В. Юркина

Научный руководитель – *главный специалист Управления геологии Д.В. Козиков*
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

УТОЧНЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НИЖНЕЯКОВЛЕВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛОДОЧНОГО НГКМ С УЧЕТОМ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МОГТ 3D

Рассматриваются отложения нижнеяковлевской подсвиты Лодочного НГКМ. После проведения сейсморазведки МОГТ-3D возникла необходимость уточнения сейсмогеологической модели подсвиты на основе интерпретации данных сейсмической инверсии. Также был проведен анализ кернового материала и интерпретация кривых ПС методом В.С. Муромцева.

Лодочное месторождение находится на стадии ОПР и пласт Як-1 является первоочередным объектам эксплуатационного бурения. С целью минимизации рисков при промышленной разработке необходимо иметь представление о строении изучаемой территории.

Нижнеяковлевская подсвита (K1(ap1-al3)) формировалась в континентальных условиях, в период активного развития речных систем, сложена переслаиванием слабо сцементированных песчаников с прослоями алевролитов и углей. В ходе анализа кернового материала, отобранного в результате бурения скважин, выявлены отложения русел рек, прируслового вала, данный тип фаций обладает хорошими ФЕС [1] и фации глинистых пойм.

Электрофациальная модель подсвиты, построенная по методу В.С. Муромцева [2], позволила выявить отложения фаций речных систем. Исходя из обнаруженного соответствия кернового материала и кривой α ПС, стало возможным использование кривой на скважинах, в которых не производился отбор керна.

Наличие хорошей корреляционной связи между значениями эффективной толщины, полученными по данным геофизических исследований скважин и данными среза куба акустического импеданса пласта, позволяет применить метод сейсмической инверсии для установления фациальных особенностей отложений нижнеяковлевской подсвиты (рис. 1).

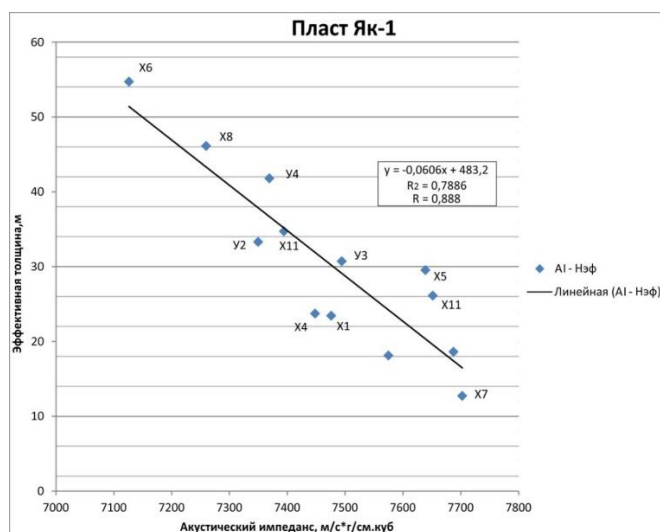


Рис. 1. График зависимости АИ, $\text{м/с} \cdot \text{г/см}^3$, и $H_{\text{эф}}$, м

Анализ неравномерности распределения значений АИ подтверждает утверждение о формировании пласта Як-1 в условиях развивающейся речной системы. В целом керновый материал и электрофациальная модель соответствуют распределению значений АИ (рис. 2).

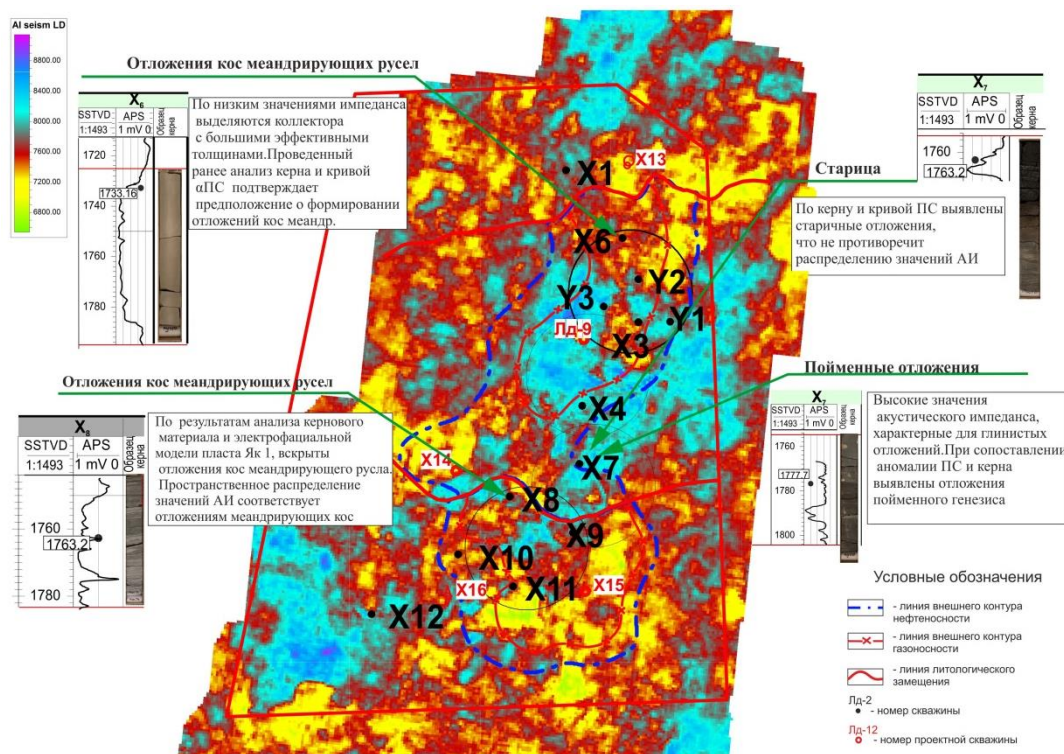


Рис. 2. Срез куба акустического импеданса пласта Як-1

Результаты сейсмической инверсии показали наличие глинистых пойм, существующая сетка эксплуатационных скважин захватывает глинистые отложения в центральной части участка, бурение в данный тип фаций экономически нецелесообразно. Сопоставление карты акустического импеданса пласта Як-1 и фонда скважин показало необходимость пересмотра размещения сетки эксплуатационного бурения.

Список литературы

1. Ежова А.В. Литология: учебник. Томск: Том. политехнич. ун-т, 2009. 336 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая модель песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1984. 260 с.
3. Абросимова О.О. Применение сейсмической инверсии при изучении продуктивных отложений терригенного венда в пределах восточной части Мирнинского выступа (Непско-Ботуобинская антеклиза) // Изв. Том. политехнич. ун-та. 2010. Т. 317, № 1: Науки о Земле. С. 73–77.
4. Ампилов Ю.П. О сейсмической интерпретации к моделированию и оценки месторождений нефти и газа. М.: Спектр, 2008. 384 с.
5. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 3–16.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



УДК 622.244

Д.С. Иванов

Научный руководитель – канд. техн. наук *А.А. Азеев*
 Сибирский федеральный университет

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОЧИСТКИ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБРАТНОГО КЛАПАНА С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПРИВОДОМ

Для переключения положений обратного клапана планируется использовать следующий алгоритм (рис. 1) [1; 2].

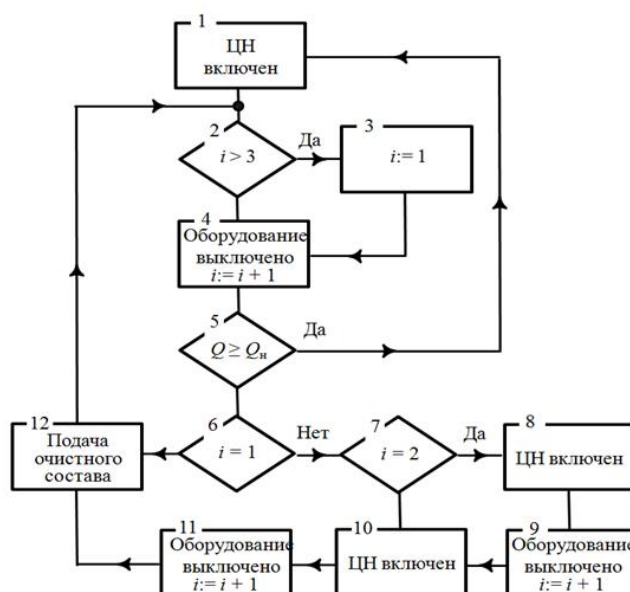


Рис. 1. Алгоритм автоматического регулирования трехрежимного клапана: 1–12 – порядковые номера, соответствующие очередности выполнения технологических операций; i – текущее значение числа отключений погружного насоса; Q – текущая производительность; Q^H – номинальная производительность

Устройство реализует обратное открывание клапана с помощью электромагнита (рис. 2).

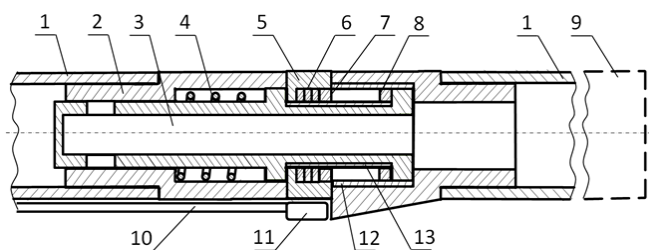


Рис. 2. Обратный клапан электроцентробежной установки с электромагнитом: 1 – насосно-компрессорная труба; 2 – корпус клапана; 3 – золотник; 4 – возвратная пружина; 5 – корпус электромагнита; 6 – катушка электромагнита; 7 – полюс электромагнита; 8 – ответное ферромагнитное кольцо; 9 – фильтр; 10 – кабель; 11 – коробка контактных зажимов; 12, 13 – внутренняя и внешняя диэлектрические трубки

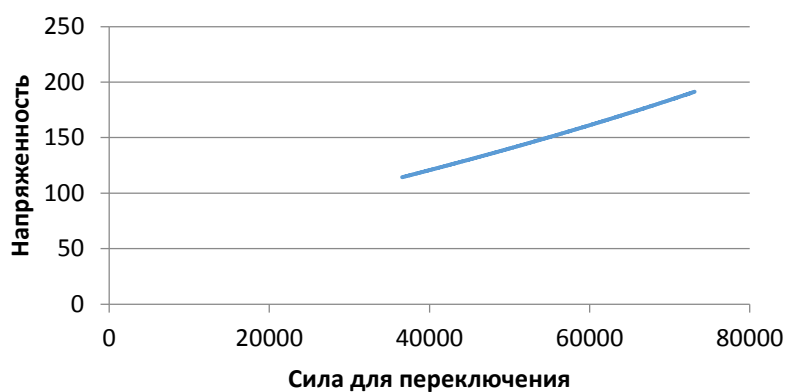


Рис. 3. Зависимость силы, необходимой для переключения положения от напряженности магнитного поля

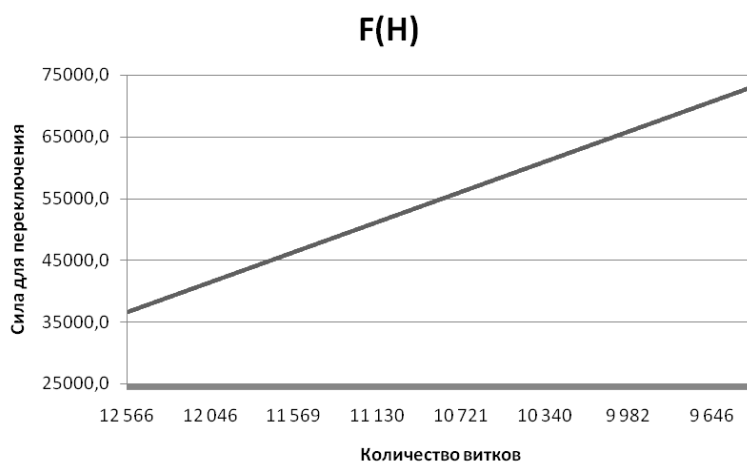


Рис. 4. Зависимость силы, необходимой для переключения положения от количества витков в соленоиде

Список литературы

1. Пат. RU №104618 U1. Клапан обратный трехпозиционный, заявл. 25.01.2011, опубл. 20.05.2011.
2. Азеев А.А., Булчаев Н.Д. Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с аналоговым механизмом // Газовая промышленность. 2016. № 4.

УДК 553.55

В.А. Ломпик

Научный руководитель – главный инженер проекта по Иркутской области **Н.М. Дадакин**
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ХИМИЧЕСКИХ МУН ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ И МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Поддержание пластового давления является важным аспектом разработки нефтяных месторождений, а метод заводнения нефтяных пластов в качестве ППД применяется в 90 % случаев, являясь основным методом воздействия на пласт как в России, так и в мире.

Вытеснение нефти водой или газом позволяет значительно повысить нефтеотдачу в сравнении с разработкой на истощении. А поддержание пластового давления позволяет избежать нежелательного снижения давления ниже $P_{\text{нас}}$ и переходу режима работы залежи в менее эффективный.

Однако планирование системы ППД и подбор соответствующего агента вытеснения – сложная и критически важная задача, в частности в сложных геолого-физических условиях карбонатных месторождений Восточной Сибири, где базовым вариантом разработки, как и в большинстве случаев, является разработка с ППД водой. Осложняющими факторами, которые во многом определяют успешность заводнения разработки, в данном случае являются:

- высокая неоднородность коллектора;
- гидрофобный характер смачиваемости.

Таким образом, геолого-физические особенности объекта делают заводнение малоприменимым [1], в то же время растет применимость альтернативных методов, таких как:

- полимерное заводнение;
- ПАВ-заводнение;
- щелочное заводнение;
- щелочь-ПАВ-полимерное заводнение;
- низкосолевое заводнение или Smart-Water;
- закачка газа (УВ, углекислого, азота, дымовой);
- водогазовое воздействие.

Ключевой особенностью объекта является его засоленность, высокая, предельная минерализация, жесткость пластовой воды и то, что коллектор является карбонатным – доломитом. На этой особенности и построено исследование – данные факторы сильно ограничивают применимость химических методов [2; 3], и целью является подбор реагентов, которые были бы эффективны в данных жестких условиях.

В работе используются следующие методики.

Анализ геолого-физических условий целевого объекта разработки, формулировка предпосылок для применения химических методов увеличения нефтеотдачи.

Литературный обзор, определение ключевых факторов, ограничивающих применимость тех или иных методов. Подбор реагентов на основе литературного обзора, предположительно применимых в данных условиях.

Составление программы исследований, позволяющей за меньшее количество экспериментов выявить наиболее эффективные и применимые реагенты, а также нащупать границы применимости, что даст возможность транслировать результаты исследований на другие объекты.

Были проведены лабораторные эксперименты и тесты на натурных образцах керна и флюидов, а также эксперименты в свободном объёме и фильтрационные эксперименты, эксперименты по определению параметров смачиваемости.

Выводы

1. Определение устойчивости к высокой минерализации и жесткости воды показывает применимость определенных реагентов для данных условий.

2. Эффективность отдельных реагентов определена по способности сохранять свои полезные для вытеснения свойства по мере роста минерализации.

3. Фильтрационные эксперименты и эксперименты по адсорбции, изменению проницаемости и определению эффективной вязкости на керне позволили детально понять, насколько эффективно применение данных реагентов в жестких условиях карбонатных месторождений Восточной Сибири.

Список литературы

1. Большаков Ю.Я., Курчиков А.Р. Геологические основы эффективного использования нефтегазоносности недр на базе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы добычи. М.: Недра, 1985.
3. Larry Lake. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Austin: University of Texas, 2014.

УДК 620.111

Д.Д. Моргачёв, В.С. Фисунов

Научный руководитель – канд. техн. наук *А.А. Азеев*
Сибирский федеральный университет

ПРОГНОЗ ВЛИЯНИЯ ДОБАВОК И ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СЛОЁВ НА ПРОЧНОСТЬ КОМПОЗИЦИОННОГО МАТЕРИАЛА

Целью работы является прогноз изменения прочности композиционного материала в зависимости от массовой доли добавок и количества слоёв армирующей ткани.

Основная мысль работы – сравнение двух принципиально разных экспериментов, прогнозирование увеличения прочности при сочетании факторов, упомянутых в работах, и создание тем самым базы для последующего собственного эксперимента, который подтвердит или опровергнет прогноз.

Суть первой работы – проверка влияния добавки на прочностные характеристики материала. В качестве добавки выступает сера техническая, материала – эпоксидная смола марки Э-40.

Суть данных второй работы – проверка влияния количества слоёв армирующей ткани, включенной в матрицу, на прочностные характеристики композиционного материала. В качестве армирующей ткани выступает полиамидная фильтровальная иглопробивная ткань, матрицей для заполнения и создания композита является смола марки ЭД-20. Для отверждения состава был применен затвердитель ПЭПА, а для предварительной пропитки армирующей основы использован растворитель – ацетон.

Методика проведения первой работы заключалась в последовательных испытаниях на прочность материалов с различными массовыми концентрациями серы, добавленной перед проведением опыта. Результаты отображены в таблице.

Таблица

Результаты работы 1

Содержание серы в маточной смеси, масс. ч.	Условная прочность образца при растяжении, МН/м ²
0,0	1,6
0,5	2,1
1,0	2,3
2,0	2,1
3,5	1,8
5,0	1,5

Как видно из таблицы, наибольшая прочность материала достигается при массовой концентрации 1%-ной серы.

Методика второй работы заключалась в последовательном увеличении слоёв армирующей ткани в композите и испытанием на прочность в дальнейшем. Данные по эксперименту приведены на рис. 1.

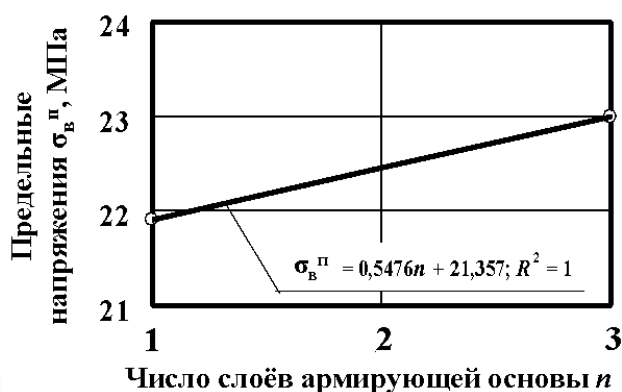


Рис. 1. Результаты работы 2

Как видно из графика, наблюдается прямая пропорциональность.

На основании вышеизложенного сделан прогноз относительно изменения прочности композиционного материала при вариации количества слоев и массовой концентрации серы. Прогноз изображен на рис. 2.

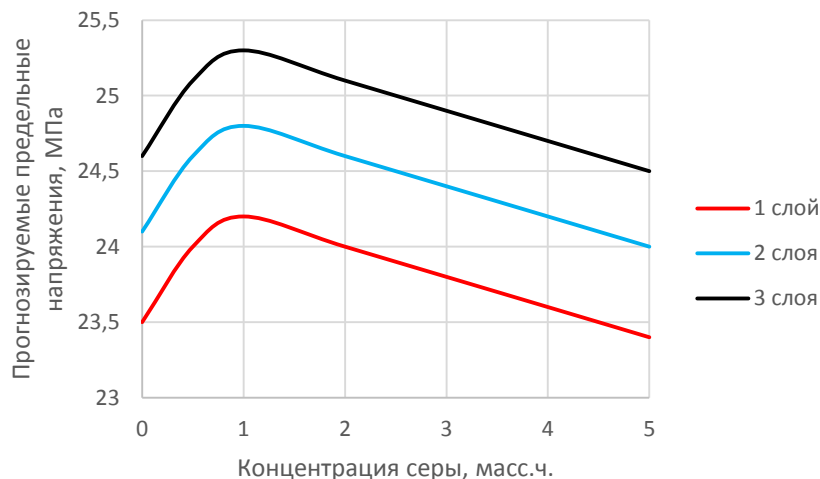


Рис. 2. Результаты прогнозирования

Построенные прогнозные кривые будут проверены в следующей работе [1; 2].

Список литературы

1. Миракова Т.Ю., Нефедьев Е.С. Влияние свободной серы на свойства тиоколовых герметиков. Казань: КНИТУ, 2013. 2 с.
2. Азеев А.А. Повышение производительности комплекса агрегатов для бестраншейного ремонта трубопроводов способом комбинированного торообразного рукава. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2011. 176 с.

УДК 66.022.389

Т.Н. Нефедьева, А.Е. Третьяков

Научный руководитель – канд. хим. наук **Е. И. Лесик**
Сибирский федеральный университет

ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

Оборудование, используемое на нефтепромысле, эксплуатируемое в технологических средах, подвержено коррозии [1; 3; 4]. Коррозия на внутренней поверхности трубопроводов или же на аппаратах нефтедобывающих систем обусловлена присутствием в добываемой продукции минерализированной водной фазы и растворенных в ней коррозионных газов.

Коррозия металлов приводит к преждевременному выходу из строя многочисленных изделий, наносит огромный ущерб экономике стран. Именно поэтому изучение процессов коррозии, а также ее предотвращения являются актуальными [2; 5; 6].

Целью данной работы является исследование влияния типа и концентрации ингибитора на кинетику коррозии в минерализованных сероводородсодержащих средах.

Объектами исследования были выбраны: модельная пластовая вода, раствор сероводорода, контрольные образцы – плоские металлические пластины прямоугольной формы из стали марки Ст3, ингибитор коррозии СОНКОР 9510 Б, катионное поверхностно-активное вещество АЛКАПАВ 1214С.50, катионное поверхностно-активное вещество АЛКАПАВ 16С.50, катионное поверхностно-активное вещество ТЕКСТАПАВ 1618С.75.

В ходе работы изучено совместное влияние хлорида натрия и сероводорода в модельной пластовой воде. Результаты приведены на рис. 1.

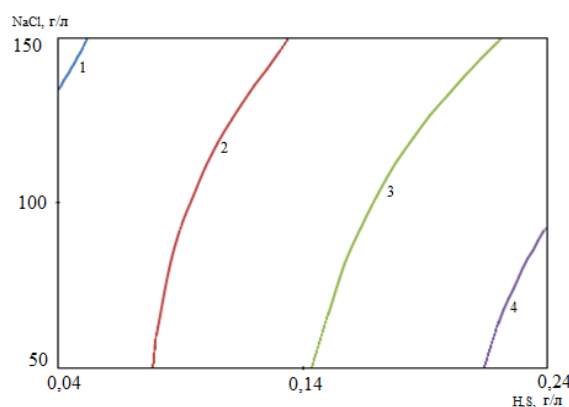


Рис. 1. Влияние соотношения H_2S и $NaCl$ на коррозионный процесс: 1 – скорость коррозии $0,04 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$; 2 – скорость коррозии $0,08 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$, 3 – скорость коррозии $0,12 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$; 4 – скорость коррозии $0,16 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$

Поверхностно-активные вещества являются основными компонентами ингибиторов коррозии. С этой целью измерено поверхностное натяжение исследуемых компонентов.

Далее проведен анализ по измерению коррозионного тока, а также проведено исследование скорости электрохимической коррозии гравиметрическим методом при разной температуре.

На рис. 2 приведены графики зависимости защитного действия ингибиторов коррозии от их концентрации при разных температурах.

На основании полученных данных можно сказать о том, что наиболее эффективными ингибиторами коррозии являются СОНКОР 9510 Б и АЛКАПАВ 16С.50, что подтверждается исследованием поверхностной активности данных ингибиторов, а также измерением коррозионного тока. Уже при 25°C для АЛКАПАВ 16С.50 наблюдается 81%-ная эффективность ингибиторной защиты металла при концентрации 670 мг/л , что соответствует нормированным значениям эффективности для ингибиторов коррозии. Для СОНКОР 9510 Б 81%-ная эффективность ингибитора коррозии достигнута при концентрации, равной 810 мг/л .

Показано, что ингибиторы АЛКАПАВ 16С.50 и СОНКОР 9510 Б обладают наибольшей стабилизирующей способностью к процессам сероводородной коррозии.

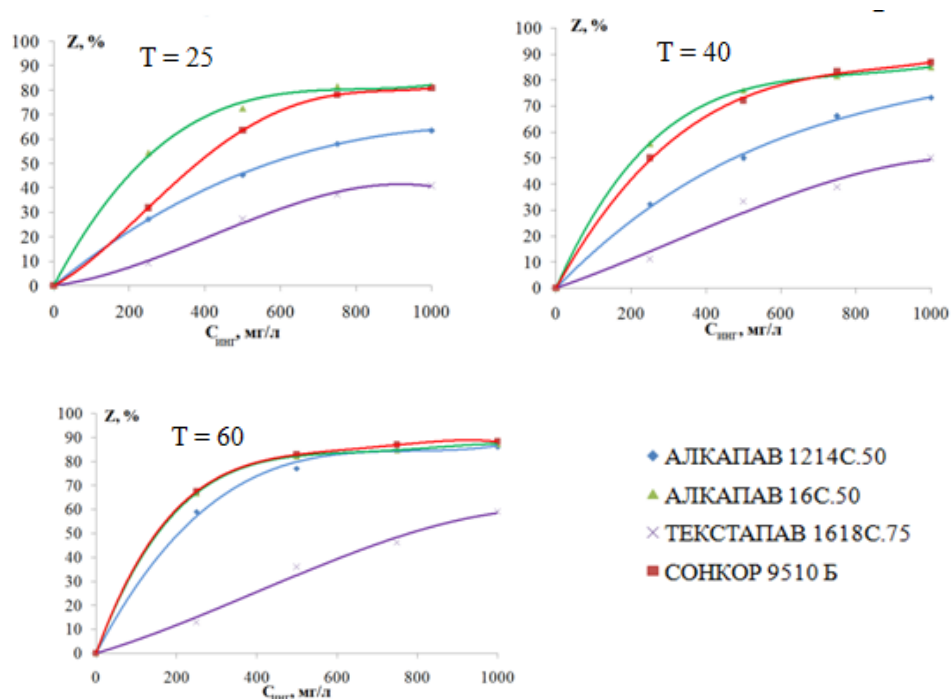


Рис. 2. Влияние температуры, концентрации ингибитора на показатель защитного действия ингибитора коррозии

Список литературы

1. Бурлов В.В., Алцыбеева А.И., Кузинова Т.М. Система защиты от коррозии оборудования переработки нефти: учеб. пособие. СПб.: Профессия, 2015. 336 с.
2. Веролайн Н.В., Петрова В.Е., Темникова С.А., Егорова И.Ю. Противокоррозионные свойства поверхностно-активных веществ на основе замещенного имидазолина // Вестн. ТвГУ. Тверь: Химия, 2014. С. 48–57.
3. Семенова И.В., Флорианович Г.М. Коррозия и защита от коррозии: учеб. пособие. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002. 336 с.
4. Синютина С.Е., Вигдорович В.И. Современное состояние и проблемы сероводородной коррозии металлов в растворах электролитов // Вестн. ТГУ. 2002. № 7 (3). С. 319–328.
5. Фролов В.И. Противокоррозионная активность ингибитора «Олазол» // Вестн. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2009. С. 165–175.
6. Amitha Rani B.E., Bai J. Basu Bharathi. Green inhibitors for corrosion protection of metals and alloys: an overview. Surface Engineering Division, CSIR-National Aerospace Laboratories. India, 2011. P. 1–16.

УДК 622.692.23

Н.С. Плесовских

Научный руководитель – *ст. преподаватель В.И. Афанасов*
Сибирский федеральный университет

МОДЕРНИЗАЦИЯ КДС 1500/500

Дыхательные клапаны являются неотъемлемым оборудованием вертикальных резервуаров, которое обеспечивает взрывобезопасную эксплуатацию РВС (рис. 1).



Рис. 1. Дыхательный клапан 1500/500

КДС 1500/500 – клапан дыхательный, который предназначен для регулирования давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры.

Таблица

Технические данные клапана КДС 1500/500

Параметр	Значение
1. Рабочее давление, Па	2 000
2. Максимальная пропускная способность, м ³ /ч	1 500
3. Расчётный срок службы клапана, лет	15
4. Температура, °С рабочая минимально допустимая	Плюс 45 Минус 60

Проблемой данного клапана является то, что в процессе «дыхания» происходит физический износ уплотнительных материалов, а также возможное примерзание тарельчатого затвора к седлу при отрицательной температуре. Ремонт и замена материалов клапана – трудоёмкий процесс и экономически затратен.

Для решения проблемы было предложено провести следующие операции:

- 1) для устранения удара тарельчатого затвора о седло применить центратор в виде цепей и пружины, что исключает износ уплотнительных материалов (рис. 2);
- 2) непримёрзаемость клапана обеспечить за счёт плёночного покрытия из фторпласта, нанесённого на поверхность тарельчатого затвора и седла (рис. 3).

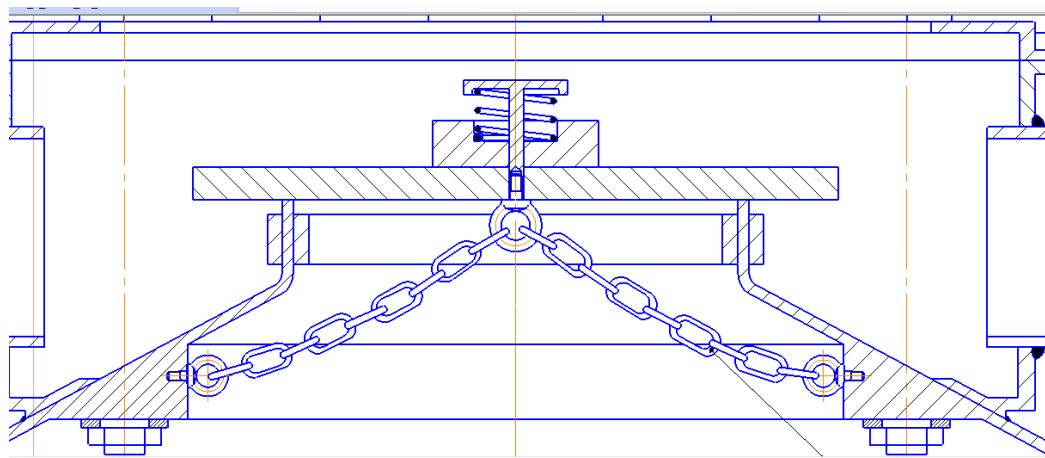


Рис. 2. Установка центратора и пружины

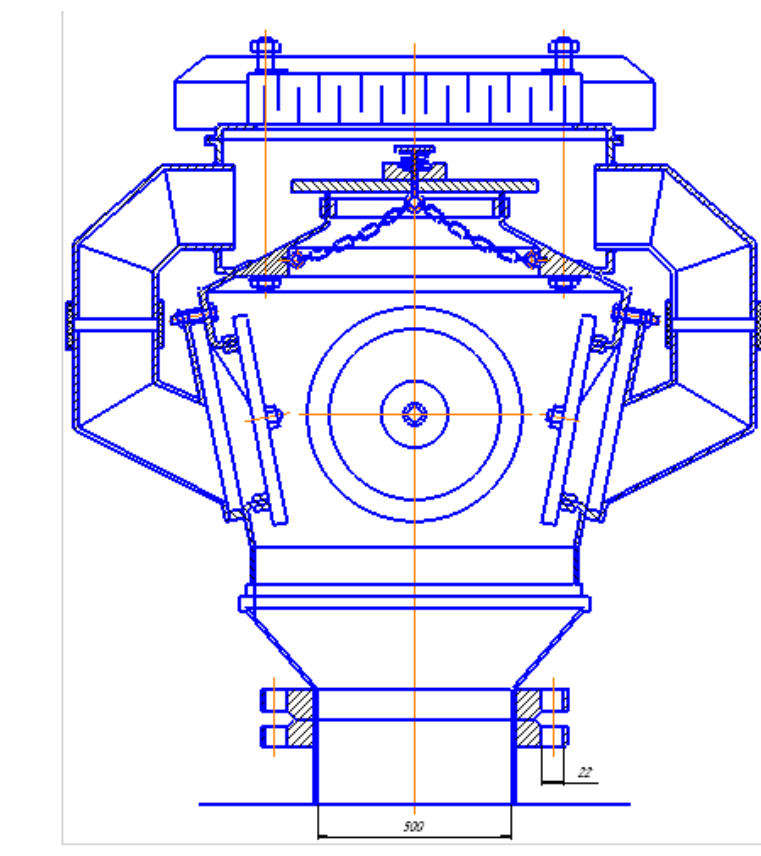


Рис. 3. Модернизированный клапан КДС 1500/500 в разрезе

Изучив все технические параметры и проведя расчёты на давление открытия клапана, предложенные нами варианты являются наиболее оптимальными по улучшению работы клапана [1–3].

Список литературы

1. Коновалов Н.И. Оборудование резервуаров. Уфа, 2005.
2. Цехнович Л.И., Петриченко И.П. Атлас конструкций редукторов: учеб. пособие. 2-е изд., перераб. и доп. Киев: Высш шк. 1990. 151 с.
3. Васильев А.А. Металлические конструкции: учеб. пособие для техникумов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат. 1976. 420 с.

УДК 553.3/9

К.В. Попова

Научные руководители – д-р физ.-мат. наук **В.М. Киселев**,
заведующая сектором ПГИ **А.Г. Кузнецова**
Сибирский федеральный университет, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ ВНК С ПОМОЩЬЮ ИННК В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНОГО РАЗРЕЗА

В рамках данной работы подробно рассматривается применение одного из радиометрических методов ГИС – импульсного нейтрон-нейтронного каротажа в карбонатных отложениях. Карбонатные породы являются сложноразрабатываемыми породами в основном из-за малой пористости и трещиноватого типа их коллекторов. В таких породах в обсаженных скважинах довольно сложно следить за уровнем ВНК, ГНК и, следовательно, за дальнейшей разработкой месторождения. Цель работы – показать потенциальную эффективность ИННК в разработке сложноразрабатываемых карбонатных отложений.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж основан на облучении горных пород импульсными потоками быстрых нейтронов и измерении в промежутках между импульсами характеристик нестационарных полей тепловых нейтронов.

Метод ИННК решает такие важные производственные задачи, такие как разделение коллекторов по характеру и степени насыщения, определения положения ВНК, а также ГВК и ГНК. Метод ИННК показывает себя эффективнее в применении, чем стационарные методы вследствие различного строения аппаратуры и разного режима излучения быстрых нейтронов из скважинного нейтронного прибора.

ИННК имеет также свои интервалы ограничения и благоприятные условия при его использовании. Для более продуктивного исследования следует придерживаться благоприятных условий. Основные ограничения приходятся на пористость и минерализацию. При большой минерализации пластовых вод (более 100 г/л) разделение водонасыщенных

и нефтенасыщенных частей пласта возможно даже по одной кривой ИННК. Водоносные пласты отмечаются гораздо меньшими показаниями ИННК по сравнению с нефте- и газонасыщенными. Это связано с тем, что в пластовой воде присутствует большое количество замедлителей быстрых нейтронов: хлор, бор, водород, железо, водород (наиболее интенсивный из них). Они поглощают быстрые нейтроны, вследствие этого на детекторы возвращается меньшее число уже тепловых нейтронов, и показания в интервалах пластовой воды занижаются по отношению к нефтенасыщенным интервалам. На этом отличии основано применение метода ИННК для прослеживания изменений положения ВНК и ГВК в продуктивном пласте при разработке месторождений нефти и газа.

При коэффициенте пористости горных пород меньше 20 % время жизни нейтронов увеличивается. В результате диаграммы кривых менее дифференцированы, имеют одинаковый интервал времени жизни нейтронов, определить зоны насыщения по таким кривым сложно.

Также для благоприятного применения ИННК немаловажным является контраст пород в интервале целевого пласта, дифференциация горных пород скажется на кривых в виде пониженных и повышенных значений, из этого легко сделать выводы о зонах насыщения горных пород и уровне ВНК. В таблице приведены основные ограничения по пористости горных пород и минерализации пластовых вод.

Таблица

Требуемые условия для эффективного выполнения метода ИННК

Параметр	Требуемые условия	Месторождение X (терригенные отложения)	Месторождение Y (карбонатные отложения)	Месторождение Z (карбонатные отложения)
Минерализация, г/л	40–50	15,72	239	250–300
Средняя пористость, %	20	23,2	5,23	4,55
Литология	Наличие контраста пород	Да	Нет	Нет

В практической части данной работы был проанализирован комплекс ГИС совместно с методом ИННК в терригенных отложениях скважины «А» месторождения X. Получили, что метод ИННК отображает изменения пород по литологии и наличию флюида в коллекторе. Разрез хорошо дифференцирован. В терригенных отложениях возможности ИННК раскрываются полностью.

Далее был взят комплекс ГИС со скважины «Б» месторождения Y. Из-за малой пористости пород и однородного литологического состава на ЮТМ определение точного уровня ВНК ставится под сомнения, однако за счет высокой минерализации пластовых вод метод отображает изменения насыщения пород флюидом.

Однако в 2014 г. была пробурена скважина «D» на месторождении Z. Исследования методом ИННК в закрытом стволе показали достоверный уровень ВНК и ГНК, несмотря на очень малую пористость горных пород. Это также могло стать следствием повышенной минерализации пластовой воды, около 259 г/л в скважине «D». Наблюдается зависимость, при

насыщении пород нефтью большой зонд нейтронного прибора имеет большое показание по времени жизни нейтронов по сравнению с малым зондом, в воде – все наоборот, малый зонд преобладает в показаниях над большим.

В результате работы было получено, что месторождения *Y* и *Z* не соответствуют основным требованиям условия выполнения ИННК, но данный тип исследования является эффективным на этих месторождениях при разработке в обсаженных скважинах. Метод ИННК является весьма перспективным в области определения ВНК, ГНК в сложноразрабатываемых карбонатных отложениях, для наиболее эффективного его применения необходимо дальнейшее исследование [1–5].

Список литературы

1. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов / под ред. М.Г. Латышова, В.Г. Мартынова, Т.Ф. Соколова. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 327 с.
2. Определение текущего характера насыщения пластов-коллекторов. (Прибор ИННК): сервисный каталог по каротажным работам // Тюменьпромгеофизика. 2002. С. 60.
3. Косков В.Н., Косков Б.В., Юшков И.Р. Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. 226 с.
4. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах: учеб. пособие. М.: Недра, 1982. 351 с.
5. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учеб. пособие. М., 2013. 95 с.

УДК 66.078

В.А. Попова, М.С. Жарнакова

Научный руководитель – канд. тех. наук *А.К. Данилов*
Сибирский федеральный университет

МОДЕЛИРОВАНИЕ СХЕМЫ ДОБЫЧИ МЕТАНА С ГЛУБИНОЙ ЗАЛЕГАНИЯ ДО 1 000 МЕТРОВ

Актуальность: запасы гидрата метана на планете огромны. По ориентировочным оценкам запасы гидрата метана на Земле составляют не менее 250 трлн м³. По энергетической ценности это в 2 раза больше всех имеющихся на планете запасов нефти, угля и газа, вместе взятых. А из одного кубического метра гидрата метана при нормальном атмосферном давлении можно получить 164 м³ природного газа. В XXI в., когда встал вопрос о необходимости открытия новых ископаемых месторождений углеводородов, многие страны пытались разрабатывать залежи газогидратов в донных породах, но в настоящее время добыча гидрата метана со дна остается затруднительной [1; 2].

Проблема освоения заключается в том, что при нагревании или падении давления, а именно это происходит, когда «горючий лед» поднимают со дна моря на поверхность, гидрат метана распадается на воду и природный газ. Необходимо на большой глубине собирать метан в емкости. Кроме того, человек не может работать на столь больших глубинах, для этого необходимы роботизированные комплексы по транспортировке гидрата метана без участия человека.

В связи с этим предлагается схема добычи метана на основе последовательного фрезерования породы, содержащей гидрат метана, последующих циклов обогащения сырья и перехода гидрата метана из твердого состояния в жидкий метан через газообразную фазу, используя естественное давление воды (рисунок).

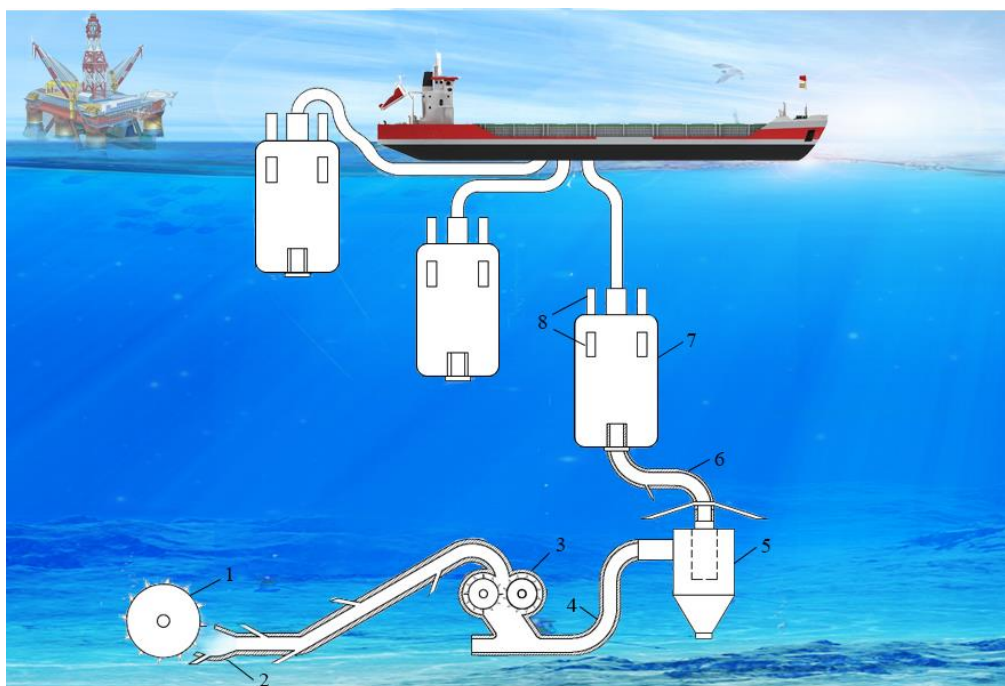


Рисунок. Схема добычи метана: 1 – фрезерный рабочий орган; 2 – инжекторная подача руды; 3 – специальная дробильная установка, обеспечивающая заданный помол; 4 – гидравлическая транспортная система, обеспечивающая подачу молотого материала в циклон; 5 – циклон, обеспечивающий разделение породы и гидрата метана; 6 – система перевода гидрата метана из твердого состояния в жидкое с использованием хладагента, производимого на барже; 7 – емкость для сбора гидрата метана; 8 – калорифер

Гидрат метана – это лед, имеющий особую структуру в виде кластеров, внутри которых разместились молекулы метана и других соединений метанового ряда. Вода и метан связаны между собой непрочными молекулярными связями, и при повышении температуры газ метан просто покидает кластеры и испаряется. Так как транспортировать метан в газообразном состоянии нецелесообразно, в емкостях, в которые будет закачиваться гидрат метана, будут установлены калориферы, которые будут охлаждать метан, в результате чего он будет находиться в жидком состоянии. Для этого температуру в емкости необходимо поддерживать в пределах от $-182,5$ до $-161,6$ °С. При заполнении емкости до определенного контрольного уровня будет производиться циклическая работа по всплытию емкости за счет разницы плотностей. Плотность воды – 1 г/см^3 , а метана (в жидком состоянии) – $0,42 \text{ г/см}^3$.

Выводы: технология позволяет значительно сэкономить энергию при подготовке и сжижении метана за счет использования естественного давления воды. При этом отсутствие примесей позволяет получить особо чистый метан.

Список литературы

1. Дейнего Е.Г. Газ на дне: потенциал газовых гидратов // Нефть капитал. 2017. URL: <https://oilcapital.ru/article/general/01-06-2017/gaz-na-dne-potentsial-gazovyh-gidratov-c738c606-317e-41fa-9e78-41d404378716>.
2. Белогорьев А.М. Гидрат метана: перспективный и опасный // Атомный эксперт. 2013. URL: <http://atomicexpert-old.com/content/гидрат-метана-перспективный-и-опасный>.

УДК 553.98

А.Е. Судиловский

Научный руководитель – канд. хим. наук *Ф.А. Бурюкин*
Сибирский федеральный университет

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБРАБОТОК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Кулумбинское нефтегазовое месторождение приурочено к природному резервуару в рифейских доломитовых породах-коллекторах. Глубина залегания продуктивных объектов в среднем составляет 2,2–2,5 км, пластовое давление – ниже гидростатического, температура – не более 30 °С. Продуктивные пласты сложены карбонатными породами сложного состава, который представлен преимущественно доломитом и известняком. Запасы месторождения оцениваются в 281 млн т нефти. Добываемая нефть характеризуется малым содержанием смол, парафинов, серы; карбонатные коллекторы – неоднородностью разреза и низкой проницаемостью матрицы породы в продуктивной части.

Чтобы свести к минимуму риски, влияющие на эффективность геолого-технических мероприятий, для подбора оптимальных кислотных составов была разработана методика исследований, которая включает в себя определенные элементы. Приготовление кислотного состава для исследований происходит на основе кислот следующей крепости: 12, 24, 27, 30, 33 %. Все концентрации готовятся из кислоты соляной, марки А (ГОСТ 857–95) [1]. Базовые реагенты, используемые для приготовления кислотных композиций, приведены в таблице.

1. Проведение физико-химических экспериментов по совместимости исследуемых кислотных составов с пластовыми флюидами. Проводятся опыты с добавлением ионов трехвалентного железа в количестве 2 000 и 5000 ppm для моделирования условий закачки кислотного состава после прокачки реагентов по насосно-компрессорным трубам и насыщения

кислотного состава ионами Fe^{3+} вследствие коррозионных процессов. Тестирование кислотных составов на совместимость с нефтью проводится в соотношениях 75 : 25 %, 50 : 50 %, 25 : 75 % (кислотный состав : нефть) и в соотношении 5 : 95 % с попутно-добываемой водой на возможность образования эмульсий и нерастворимого осадка.

Таблица

Реагенты, используемые для приготовления кислотных композиций

Реагент, торговое наименование	Назначение	Состав, основное действующее вещество	Рабочая концентрация, % масс.
AS-DI	Диспергатор АСПО	Водно-спиртовой раствор композиции поверхностноактивных веществ	0,1
AS-IR	Стабилизатор ионов железа	Водно-спиртовой раствор органических восстановителей и комплексонов	1
AS-DA	Деэмульгатор	Водно-спиртовой раствор оксиэтилированных и оксипропилированных спиртов	0,5
AS-CO	Ингибитор коррозии	Спиртовой раствор непредельных соединений и азотсодержащих поверхностноактивных веществ.	0,1

2. Модификация кислотного состава, подбор необходимых добавок. На данном этапе осуществляется подбор дополнительных реагентов-присадок, способных улучшить контакт кислоты с породой и усилить реагирующую способность кислоты. Подбираются и уточняются дозировки ингибитора коррозии; реагентов, которые предупреждают выпадение осадков и образования ионов трехвалентного железа (стабилизатор железа).

3. Оценка совместимости выбранных составов и реагентов. В процессе исследований определяется совместимость кислотных составов и подобранных реагентов, а также стабильность комплексного состава после перемешивания [2].

4. Определение скорости реакции кислотного состава с породой и времени, необходимого для растворения кислотным составом горной породы.

5. Фильтрационные эксперименты. В этот этап входит фильтрация пластовой воды через водонасыщенный образец керна в количестве трех поровых объёмов и определение коэффициента проницаемости по воде, а также фильтрация тестируемых кислотных составов через образец керна в количестве, требуемом для получения представительного результата и последующая выдержка в термобарических условиях насыщенного кислотой образца до полной нейтрализации кислоты.

Список литературы

1. Салимов В.Г., Салимов О.В. Оптимальная концентрация кислоты для производства кислотных гидроразрывов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2012. № 5. 45 с.
2. Совместимость реагентов, используемых для проведения операций гидравлического разрыва пласта, с реагентами нефтедобычи / А.И. Волошин, И.М. Ганиев, В.В. Рагулин [и др.] // Нефтепромысловое дело. 2012. № 6. 14 с.

УДК 622.276

А.М. Турдумаматов, А.С. Демишкевич*Научный руководитель – канд. техн. наук М.Т. Нухаев
Сибирский федеральный университет*

ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В настоящее время наблюдается тенденция ухудшения структуры и качества нефтяных ресурсов во всем мире. По мере выработки запасов нефти на месторождениях, открытых и введенных в разработку в прошлом веке, растет доля запасов, относящихся к категории трудноизвлекаемых.

При распределении остаточной нефтенасыщенности пластов необходимо использовать эффективные методы увеличения нефтеотдачи пласта. На сегодняшний день одним из наиболее перспективных методом является метод водогазового воздействия на пласт. Основной акцент уделяется на случаи попеременной закачки, а в качестве водогазовой смеси (ВГС) является насыщенный водой воздух, т.е. ВГС с высоким объемным содержанием газа.

В качестве газов для МУН основными агентами являются углекислый газ, азот и углеводородные газы. Каждый агент имеет свои особенности и индивидуальные подходы применения, которые определяют целесообразность проведения МУН для конкретного объекта.

Углекислый газ CO_2 является наиболее эффективным вытесняющим агентом ввиду высокой растворимости в нефти в пластовых условиях. Из практики применения на других месторождениях можно сказать, что этот агент способствует расширению нефти и уменьшению ее вязкости даже при несмешивающимся вытеснении. Углекислый газ хорошо растворяется в воде (0,88 объема в 1 объеме воды), следовательно, способен проникать через заводненные участки к блокированной нефти, расширять ее и переводить в подвижное состояние, что делает применение углекислого газа эффективным при обводненных скважинах. В связи с тем, что в настоящее время на Тагульском месторождении нефти являются высоковязкими, при применении данного агента будет иметь значительную эффективность для ее снижения.

Закачка азота может применяться в больших объемах ввиду его довольно низкой стоимости. Также возможно совместное использование инертных газов в качестве дополнительной фазы при закачке углеводородного и углекислого газов. Это обусловлено несколькими причинами:

- стоимость азота ниже стоимости углекислого газа;
- сжимаемость азота значительно ниже сжимаемости углекислого газа, при одинаковых условиях азот будет занимать в пласте больший объем в сравнении с CO_2 и метаном и обеспечивать большую компенсацию отборов закачкой при тех же расходах в поверхностных условиях.

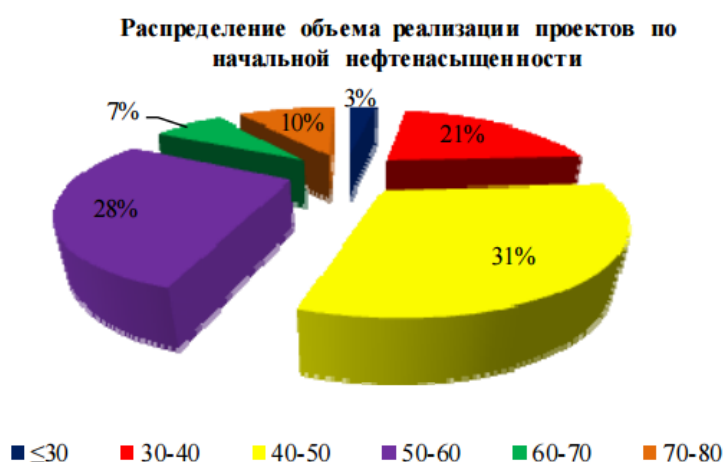
Среди углеводородных газов сегодня в промышленном масштабе используют нагнетание сухого газа под высоким давлением и нагнетание обогащенного газа. При закачке сухого газа часть относительно легких компонентов нефти переходит на переднем фронте вытеснения в газовую фазу, что способствует обогащению газа промежуточной фракцией углеводородов. В результате этого снижается поверхностное натяжение на границе контакта и возрастает коэффициент вытеснения. При вытеснении нефти обогащенным газом формируется переходная зона на переднем фронте вытеснения, где происходит осушка закачиваемого газа за счет перехода его промежуточных компонентов в нефть. В результате создаются условия для неограниченной смешиваемости нефти измененного (облегченного) состава с нагнетаемым газом и протекает процесс, близкий к поршневому вытеснению.

Применение опыта на других месторождениях. Применение метода ВГВ на лаборатории ограничения водопритока БелНИПИнефть: был проведен ряд исследования по оценке влияния водогазового воздействия на коэффициент вытеснения нефти и динамики фазовых проницаемостей. Исследования проводились на образцах керна Воронежской залежи Речицкого месторождения с применением азота и углекислого газа, осредненные результаты полученных эффектов по каждому из агентов представлены в таблице.

Таблица

Результаты оценки влияния водогазового воздействия
на коэффициент вытеснения нефти и динамики фазовых проницаемостей

Тип коллектора	Пористость, %	Проницаемость, мД	Температура, °С	Вязкость нефти, МПа·с	Газ	Начальная нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения, %	Прирост Квфт, %
Карбонат	12,1	19,9	63	0,94	CO ₂	0,74	62	24
Карбонат	9	30	63	0,94	Азот	0,78	55	11



Проведенные исследования по определению коэффициента вытеснения показывают, что наибольшие значения прироста коэффициента вытеснения достигаются при использовании

углекислого газа в силу его физико-химических свойств. Говоря про газовые методы, в качестве агента для МУН следует учесть и факторы, которые ограничивают целесообразность их применения. К основным таким факторам следует отнести неоднородность коллектора, высокую трещиноватость, наличие газовой шапки и небольшие глубины залегания залежи. Неоднородность и трещиноватость играют существенную роль, так как при фильтрации газ проходит преимущественно по высокопроницаемым пропласткам или трещинам, низкопроницаемые пропластки при этом остаются не охваченными воздействием [1–3].

Список литературы

1. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. Москва, 2006. 201 с.
2. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров, В.П. Телков [и др.] // Территория нефтегаз. 2006. № 2. С. 54–59.
3. Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хоз-во. 2008. № 12. С. 101–103.

УДК 624.131

А.А. Раевская, С.С. Посохов

Сибирский федеральный университет

РАЗРАБОТКА СТРОИТЕЛЬНОГО КАМНЯ В КАРЬЕРЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ НУЖД ОБУСТРОЙСТВА УЧАСТКА

Разработка любого месторождения начинается с строительства основных объектов: автодорог, вахтового поселка, водозабора, газотурбинной электростанции, кустовых скважин, центрального пункта сбора нефти и нефтепроводов. Своевременное обеспечение строительства данных объектов необходимыми материалами и оборудованием играет большую роль как с точки зрения сроков выполнения работ, так и с точки зрения затраченных средств и полученной и упущенной выгоды. Разработанное решение базируется на Курумбинском лицензионном участке. Основные данные по участку представлены в табл. 1.

Вскрышные работы производим одним бульдозером марки ТМ10.10 ГСТ9. Его производительности и объёма ковша вполне хватает, чтобы полностью обеспечить вскрытие верхнего грунта на протяжении всей нашей работы.

Далее, когда будет очищена необходимая площадь от растительного слоя, мы переходим непосредственно к бурению вертикальных скважин глубиной 13,2 м для закладки взрывчатого вещества. Бурим квадратной сеткой, расстояние между скважинами 5 м. После этого происходит установка взрывчатого вещества – гранулола. Такая схема бурения и выбор

взрывчатки обусловлены расчетными данными. Используем станок шарошечного бурения 2СБШ-200Н, его производительность полностью обеспечивает наши работы.

Таблица 1

Исходные данные по участку

Показатель		Характеристика
Порода		Долериты мелкокристаллические
Структура		Пойкилоофитовая, долеритовая
Текстура		Массивная, трещиноватая
Полезная толща		До глубины 8,0-12,0 м
Средняя плотность		2,93 г/см ³
Коэффициент крепости по шкале М.М. Протодяконова		12,2
Категория пород по трещиноватости		III
Мощность вскрышных пород		От 0,1 до 0,4 м
Площадь проектируемого карьера	по поверхности	185 376 м ²
	по дну	175 643 м ²
Объем вскрышных грунтов		25 000 м ³
Запасы в границах по месторождению строительного камня		2 068 тыс. м ³
Объемный коэффициент вскрыши		0,01

После производства буровзрывных работ мы грузим породу в самосвалы при помощи погрузчика SDLG LG 968 с вместимостью ковша 3,5 м³ и транспортируем до мобильной щековой дробилки Anaconda J 960 ECO, которая, в свою очередь, перерабатывает нашу породу в необходимую нам фракцию [1].

Для рационального использования производительности данной техники работы рассчитываем на 6 лет. На рисунке указан календарный план на один год работ. Добычные работы идут с опережением. В табл. 2 приведены объемы работ в год.

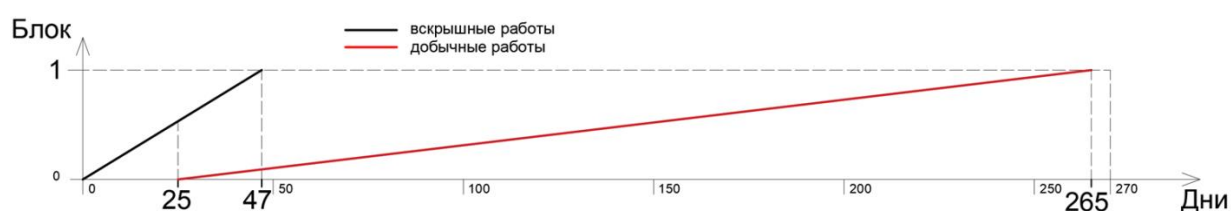


Рисунок. Календарный план на один год работ

Таблица 2

Объемы вскрышных и добычных работ

Год	1	2	3	4	5	6	Σ
Вскрыша, м ³	5 740	5 740	5 740	5 740	2 040	—	25 000
Добыча, тыс. м ³	344,6	344,6	344,6	344,6	344,6	344,6	2 068

Для расчета экономической эффективности были рассмотрены капитальные и эксплуатационные затраты на весь период разработки карьера. Затраты представлены без дисконтирования. В табл. 3 приведены все виды затрат.

Таблица 3

Затраты на разработку строительного камня в карьере

Капитальные затраты	Эксплуатационные затраты
Техника: 44,4 млн руб.	Гранулотол: 67,62 млн руб.
Городок: 25 млн руб.	Топливо: 35 млн руб.
	З/п: 34,56 млн руб.
	Обеспечение: 40 млн руб.
	Амортизация: 44,4 млн руб.
$\Sigma = 69,4$ млн руб.	$\Sigma = 221,58$ млн руб.

Общая стоимость добычи щебня с 50%-ной надбавкой равна

$$(221,58 + 69,4) \cdot 1,5 = 436,47 \text{ млн руб.}$$

При этом, если заказывать готовый щебень 2 068 тыс. м³ по 300 руб/м³ без учета доставки щебня, затраты будут равны

$$300 \cdot 2\,068\,000 = 620,4 \text{ млн руб.}$$

Как видим из итоговых стоимостей, что добыча и переработка породы в щебень намного дешевле даже без учета доставки до участка готового щебня.

Список литературы

1. Технология горного производства: метод. указания / сост.: В.Н. Вокин, Е.Л. Кирюшина, Г.Н. Потехин; ГАЦМиЗ. Красноярск, 2003.

УДК 622.243

А.А. Иванова

Сибирский федеральный университет

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ В ММП ПОД КОНДУКТОР 324 ММ НА СУЗУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Проблема поглощения при бурении скважин на Сузунском месторождении в интервале кондуктора возникла в 2015 г. Первая аварийная ситуация зафиксирована при бурении скважины на кустовой площадке юго-восточной части месторождения. По оценкам данных со станции ГТИ, причиной возникновения осложнений стало растепление ММП ввиду превышения нормируемой температуры бурового раствора. Помимо этого существует предположение о наличии в матрице горной породы геологической линзы, при попадании в которую возникает кавернообразование, что влечет поглощения БР. Основной сложностью при оцен-

ке поглощений в интервале ММП является их непредсказуемость, что затрудняет разработку комплекса мероприятий для предотвращения и ликвидации аварий.

Проектная глубина кондуктора группы запланированных скважин составляет 30–660 м; температура в пласте варьируется от 0 до $-2,8$ °С; разрез сложен мягкими породами (пески, суглинки, глины, алевролиты) с увеличением доли песчаников при углублении; градиент пластового давления 0,01 МПа/м.

Для оптимизации процесса предлагается применить следующий комплекс мер:

- 1) изменить параметров бурения кондуктора с последующей сменой типа КНБК с РУС на обычную вертикальную КНБК жесткого типа;
- 2) изменить параметры БР с возможностью перехода на другой тип БР;
- 3) изменить конструкцию скважины.

При невозможности проходки скважины ввиду возникновения осложнений предусмотрено плановое изменение конструкции скважины с разбуриванием кондуктора до 400 м и включением оставшихся метров в интервал технической колонны (660–1 818 м с началом отхода от вертикали на глубине 710 м). Чтобы не допустить растепеления и нарушения целостности залегающих ниже ММП, которое возможно при осуществление описанных выше мер, рассмотрен вариант изменения конструкция интервала с разбиением исходного интервала на два: кондуктор 30–400 м, и I техническая колонна 400–660. Конструкция скважины до и после изменения представлена на рисунке.

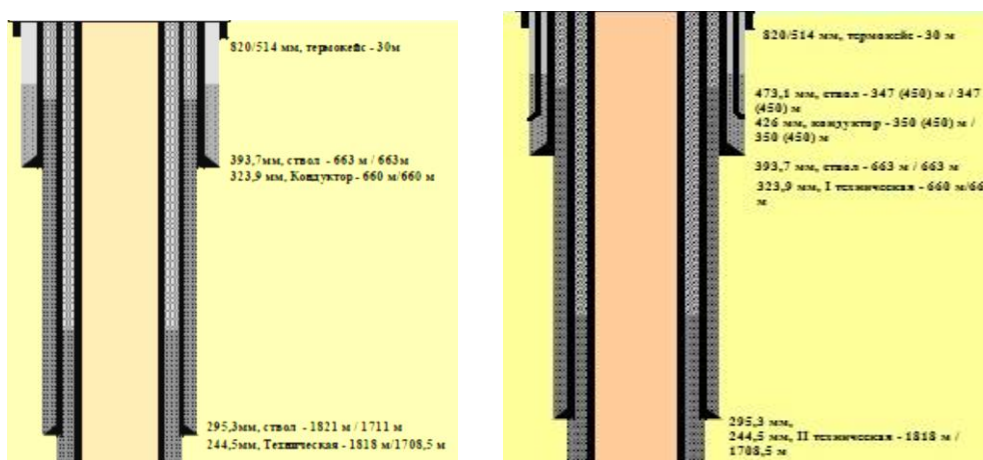


Рисунок. Конструкция скважины до и после внесения изменений в проект

Под условия бурения (температура в пласте 0 до $-2,8$ °С, зона слабосцементированных песчаников с содержанием песков до 60 %) с учетом изменения конструкции скважины предложена программа промывки: интервал до 400 м бурить на оптимизированном по плотности полимерглинистым раствором компании Baker Hughes, а проходку интервала 400–660 м осуществлять на исходно рассчитанном растворе. Параметры растворов представлены в таблице.

Бурение интервала ММП вести роторным способом с применением компоновки, обеспечивающей минимальное отход профиля скважины от вертикали. Базовый состав КНБК жесткого типа: долото (473/394 мм); калибратор КЛН (473/394 мм), УБТ – 254/229 – 20 м; переводник 3-177/3-177 МС; центратор КЛН (473/394 мм); переводник 3-177/3-163 МС; УБТ – 254/3-163; переводник 3-163/3-117 МС; БТ – 168 3-133/3-133.

Таблица

Параметры раствора для проходки интервалов ММП

Интервал, м	30–400	400–660
Название раствора	Оптимизированный полимер-глинистый раствор Baker Hughes	Полимер-глинистый раствор Baker Hughes
Плотность, г/см ³	1,05–1,10	1,16
ПВ, сПз	10–15	15–30
Водоотдача, фунт/100 кв фут	5–8	<10
pH	10,0–11,5	9–10

Разбуривание интервала проводить с учетом скорректированных параметров: бурение потенциально опасного участка (230–360 м) производить с расходом бурового раствора 10 л/с, вращением ротора 100–180 об/мин, нагрузка на долоте составляет 5 т с ограничением скорости проходки по вертикали. Начало интервала под кондуктор бурить по расчетным параметрам, при достижении глубины бурения 200–220 м снизить расход до предложенного значения. Поддерживать предложенный режим на протяжении 100–150 м, затем плавно восстановить циркуляцию до 35–40 л/с.

Предложенный комплексный подход к рассмотрению проблемы бурения в ММП по предварительным экономическим оценкам позволит повысить эффективность проходки скважин за счет снижения сроков ликвидации аварий при условии соблюдения всех рекомендаций, приведенных в проектной документации. NPV проекта составляет 50 млн руб., срок окупаемости – 7 месяцев. Немаловажным фактором для успешного бурения в зоне вечной мерзлоты является соблюдение температурного режима бурового раствора на уровне температуры пласта порядка 0 °С, в связи с чем целесообразно рассматривать установку охладительных систем БР или предусматривать разработку сетки скважин «пакетным бурением» [1–3].

Список литературы

1. ГРП 75100140101Д-12-05-05-01-ИОС. Строительство эксплуатационных скважин Сузунского месторождения. Проектная документация. Красноярск, 2014. 294 с.
2. Программа по буровым растворам для бурения горизонтальной скважины № X на Сузунском месторождении, куст № X. 2015. 27 с.
3. Проект производства работ (индивидуальная программа бурения) на скважину № X, куст № Y Сузунского месторождения. Версия 07.12.2015. 2015. 89 с.

УДК 622.276.41/.43

А.В. Падалка, Н.Н. Каторгин

Научный руководитель – *ст. преподаватель Д.В. Агровиченко*
Сибирский федеральный университет

ПРОФИЛАКТИКА (ЛИКВИДАЦИЯ) ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ЛИФТАХ НКТ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Во всем мире в нефтегазодобывающей отрасли существует одна из главных нерешенных проблем – это отложения на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ), работающих на нефтегазовых скважинах для добычи углеводородного сырья (нефти и газа). Причем этот процесс начинается с первого часа добычи в любых климатических условиях до полной закупорки НКТ. Отложения приводят к быстрому износу насосного оборудования, дополнительным расходам и потерям времени на очистку НКТ, а также потере давления в НКТ из-за уменьшения проходного сечения, что увеличивает процент недобора углеводородного сырья. Этим и обуславливается актуальность данной работы.

Целью работы является поиск альтернативных эффективных методов по предупреждению и борьбе с осложняющими факторами (гидратообразованием) на месторождениях.

Подход к решению данной задачи – анализ, структурирование, сбор, учет рисков, разработка заключения, выработка рекомендаций, также использование таких инструментов, как опрос Эйлоарта, таблица свойств и мозговой штурм.

После анализа всех данных были найдены основные методы борьбы с отложениями. Во-первых, использование ингибиторов. Незначительные добавки (0,5–2,0 % мол.) некоторых органических соединений, таких как метанол, этанол и пропанол и др., влияют на скорость процесса образования гидратов.

Во-вторых, понижение давления, повышение температуры. Но при образовании гидратов в стволе скважины понижение давления ниже начала гидратообразования возможно лишь при продувке скважины в атмосферу. Таким образом, это аварийный метод, который применим в ограниченных масштабах лишь для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок. Регулярное применение этого метода при добыче газа недопустимо.

Следующий метод – это использование труб с внутренним полимерным покрытием. Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности НКТ позволяет: сократить гидравлические потери при перекачивании нефтепромысловых жидкостей; снизить скорость отложения асфальто-смолопарафинов, солей и продуктов коррозии в полости труб; защитить внутреннюю поверхность от коррозии и гидратообразования; увеличить межремонтный период работы скважин.

Еще один метод – это греющий кабель снаружи НКТ. Системы внутрискважинного обогрева для обеспечения бесперебойного режима добычи могут прокладываться снаружи НКТ для подогрева НКТ по всей длине или только на тех участках, где это необходимо для под-

держания добычи. Это позволяет избежать затратных перебоев и остановки добычи из-за выпадения гидратов или образования пробок.

Конечно, все из рассмотренных методов имеют свои преимущества и недостатки. Но, на наш взгляд, использование насосно-компрессорной трубы (НКТ) с внутренним покрытием, исключающим отложения, является наиболее эффективным методом борьбы с отложениями.

В качестве примера был рассмотрен патент [1]. Он подразумевает нанесение полиуретанового покрытия на внутреннюю поверхность стенки НКТ.

Таблица

Характеристики полиуретановой системы

Технический показатель	Диапазон измерения
Твердость по Шору ДИН 53516, А	50–90
Прочность на растяжение ДИН 53504, Н/мм ²	13–45
Удлинение при разрыве ДИН 53504, %	500–600
Прочность на раздир ДИН 53515, Н/мм	10–50
Истирание ДИН 53516, мг	15–35
Остаточная деформация сжатия 23 °С/72 ч ДИН 53517, %	11–19
Остаточная деформация сжатия 70 °С/24 ч ДИН 53517, %	30–45
Эластичность по отскоку ДИН 53512, %	70–75
Температурный режим эксплуатации, °С	–55–100
Механическая память при ударных нагрузках, %	100
Отвержение парафина, %	100

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к области предотвращения отложений (асфальтосмолопарафиновых, солевых, гидратных и др.) на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), и может быть использовано для покрытия внутренней поверхности НКТ и применяться при любом способе добычи углеводородного сырья (нефти и газа) вне зависимости от условий эксплуатации скважины и качества добываемого сырья.

Недостатками данного изобретения является то, что из-за быстрого охлаждения расплавленного полимера в термомеханическом модуле невозможно получить гомогенизированный слой покрытия и прочную связь полимера с поверхностью трубы из-за интенсивных термоусадочных процессов в массе полимера, а перемещение термомеханического модуля вдоль трубы приводит к изменению длины соединительного элемента между экструдером и модулем, а условия прохождения расплава полимера по этому элементу изменяют физическое состояние полимера и тем самым снижают качество покрытия и прочность сцепления полимера с металлом.

Само покрытие и способ его нанесения должны обладать:

- 1) стойкостью к агрессивным средам (кислоты, щелочи и т.д.);
- 2) сплошностью, хорошей адгезией к металлу и водонепроницаемостью для предотвращения коррозии внутренней поверхности НКТ;
- 3) эластичностью, стойкостью к растрескиванию при ударных нагрузках и прогибу НКТ при температуре до –60 °С;
- 4) стойкостью к истиранию при воздействии потока взвешенных частиц с твердостью до 7 единиц по шкале Мооса;
- 5) сохранением характеристик покрытия в интервале температур от –55 до 100 °С.

Использование данной конструкции и способа нанесения покрытия в сочетании с указанным материалом позволит получить качественный гомогенизированный слой покрытия одинаковой толщины с глянцевой поверхностью, с высокой стойкостью к агрессивным средам, высокой адгезией к внутренней поверхности НКТ, высокой стойкостью к истиранию, высокой температурной стойкостью, что исключит образование отложений и связанные с этим явления последствия, увеличит период между текущими и капитальными ремонтами добывающих скважин и в конечном счете повысит срок службы НКТ.

Исходя из всего сказанного, можно сделать вывод, что все методы имеют свои недостатки. Конечно, полностью избавиться от отложений практически невозможно, но можно свести их к минимуму. Для этого предлагается комбинировать разные методы и также использовать меры по предупреждению гидратообразования.

Рассмотренная тема, несомненно, очень актуальна в условиях развивающегося нефтегазового комплекса в России, поэтому необходимо разрабатывать новые методики избавления от отложений на месторождениях, усовершенствовать старые и, конечно, применять их на практике в полевых условиях [2–6].

Список литературы

1. Пат. 2362942 Российская Федерация, МПК F16L58/02 (2006.01). Насосно-компрессорная труба (нкт) с внутренним покрытием, исключаяющим отложения, и способ его нанесения / М.Ф. Гайсин, Ф. У. Замалеев, А. Н. Пилюгин. № 2000131736/09; заявл. 27.12.2007; опубл. 27.07.2009. 3 с.
2. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера: практ. руководство / Б.В. Дегтярев, Г.С. Лутошкин, Э.Б. Бухгалтер. М.: Недра, 1969. 120 с.
3. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / пер. с англ. М.: Премиум Инжиниринг, 2007. 289 с.
4. Кузнецов Ф.А., Истомин В.А., Родионова Т.В. Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований // Рос. хим. журн. 2003. Т. XLVII, № 3. С. 5–18.
5. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. / ВНИИГАЗ, Газпром, 2007. 25 с.
6. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири / К.Р. Уразов, Н.Я. Багаутдинов, З.М. Атнабаев [и др.]. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. 56 с.

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА



УДК 622.279.04

В.Д. Баязитов

Научный руководитель – *д-р техн. наук. В.П. Безкоровайный*
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

СПОСОБ ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В КОНФИГУРАЦИЮ ОБОРУДОВАНИЯ МОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЛАТФОРМЫ ПОСЛЕ ЕЁ СТРОИТЕЛЬСТВА

В экономической ситуации с низкими ценами на нефть в реализации предпочтение отдается проектам с более низкой себестоимостью добытой нефти. В данном случае проекты освоения шельфовых месторождений нефти и газа урезаются или вовсе откладываются на неопределенный срок. Чтобы добыча на шельфе была актуальна в сегодняшних экономических реалиях, требуется минимизация капитальных затрат на строительство морских нефтегазовых сооружений и сокращение сроков реализации проектов. В проектировании такого рода сложных объектов задействуются значительные людские и материальные ресурсы. Координация процессов производства и строительства морских платформ требует системной организации. В отечественной практике не известны случаи, когда ввод в эксплуатацию данных сооружений откладывался на несколько лет.

При реализации проектов морских нефтегазовых сооружений специалисты сталкиваются с рядом специфичных осложнений: большая плотность оборудования на ограниченном пространстве палубы; как правило, не до конца сформированная база нормативных документов; необходимость применения не имеющих аналогов конструкций. Отдельно стоит отметить значительные дополнительные капиталовложения, которые требуется заложить для обеспечения запаса прочности по причине возможных погрешностей в расчетах [1].

Концепция использования системы информационного моделирования применительно к проектам МНГС позволяет с максимальной точностью смоделировать и просчитать элементы морской платформы, исключить ошибки и задержки в проектировании и улучшить качество конечного объекта за счет многовариативности создаваемых решений. Основное преимущество выбранной технологии – унификация проектных решений и существенное сокращение сроков реализации и издержек при реализации аналогичных проектов позднее. Нами разработана структура информационной модели (ИМ) [2] и алгоритмы, предлагаемые для ее построения в едином информационном пространстве проекта (ЕИП) [3].

В итоге нами предложена структурная схема реализации проекта МНГС в ЕИП. На основе предложенной схемы, отражающей основные этапы и последовательности процессов реализации проекта МНГС, можно предпринимать действия по оптимизации временных затрат, повышения качества проектной документации, применение наиболее эффективных технических решений с учетом специфики конкретного объекта – МНГС. Дальнейшее совершенствование процессов на основе созданной схемы позволит создавать множество альтернативных версий на этапе проекта, которые можно развивать параллельно, а к моменту

перехода к рабочему проектированию остановиться на наиболее успешном варианте. Такой подход позволяет снизить капитальные затраты на строительство морской платформы, а благодаря применению технологии информационного моделирования сроки проектирования могут существенно сократиться. Технология позволяет обнаружить и устранить ошибки при проектировании. В то же время оборудование, применяемое на платформе, можно использовать серийное, выбрав его рациональное расположение на платформе и увеличив доступное пространство на палубе (неявное преимущество – возможность применения всё большей доли отечественной промышленной продукции).

Список литературы

1. Безкоровайный В.П., Баязитов В.Д. Управление качеством проекта морских нефтегазовых сооружений по технологии информационного моделирования // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2017. № 3. С. 15–18.
2. Баязитов В.Д. Построение системы информационного моделирования для проектов МНГС // 13-я Международная конференция и выставка по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2017): сб. тр. СПб.: ХИМИЗДАТ, 2017. С. 329–332.
3. Баязитов В.Д., Безкоровайный В.П. Управление процессами проектирования морских нефтегазовых сооружений в едином информационном пространстве // Вестн. газовой науки. 2017. № 4. С. 169–172.

УДК 622.276.8

Р.С. Мирошников, В.В. Богачев

Научный руководитель – канд. физ.-мат. наук **А.Б. Фёдоров**
Сибирский федеральный университет

ПРИМЕНЕНИЕ ВИХРЕВОГО ЭФФЕКТА В СКВАЖИННОМ ПЕСОЧНОМ СЕПАРАТОРЕ

Скважинные песочные сепараторы используются для первичной очистки флюида от песка и других механических примесей в случае выноса породы из скважины во время добычи. Использование скважинных сепараторов приводит к значительному снижению концентрации механических примесей в пластовом флюиде. Это необходимо для повышения надежности работы скважинных насосных установок и увеличения их срока эксплуатации. Таким образом, данные факторы определяют необходимость применения скважинных сепараторов.

Скважинные песочные сепараторы устанавливаются в составе обсадной эксплуатационной колонны в области продуктивного пласта нефтегазодобывающих и водозаборных скважин. Сепаратор должен обладать высокой пропускной способностью, задерживать частицы

достаточно малого размера, быть простым в эксплуатации, иметь оптимальный ресурс работы и конкурентоспособную стоимость.

Вихревой эффект, также известный как эффект Ranque-Hilsch, – это эффект разделения потока газа или жидкости при закручивании в цилиндрической или конической камере на два различных потока. Вращающиеся потоки имеют различную скорость, противоположное направление закручивания и температуру. Устройство, обладающее данными свойствами, называют вихревой трубой. В результате многочисленных экспериментальных исследований создано множество конструктивных вариантов вихревых труб. Основным их конструктивным решением является выполнение тангенциального соплового входа сжатого газа или жидкости, а также длина вихревой зоны (ее цилиндрической части) в калибрах [2].

Применения вихревого эффекта в скважинном сепараторе актуально с целью эффективного отделения песка. Это реализуется за счет тангенциального ввода жидкости, достаточной длины вихревой зоны, а также подбора диаметров трубы и выходного патрубка. Данные параметры зависят от конструктивного решения ввода жидкости, ее давления, плотности, вязкости и других свойств. Длина вихревой зоны находится в диапазоне от 9 до 50 калибров при цилиндрической форме. Конусность вихревой зоны позволяет сократить ее длину до 4 калибров при оптимальном угле в 7° . Сопловой ввод должен обеспечивать плавный ввод жидкости в вихревую зону и осевую симметрию формирующегося вихря. Также необходимо экспериментально установить значение соотношения между диаметром вихревой трубы и площадью проходного сечения соплового входа для получения оптимальных характеристик использования вихревого эффекта [1].

На рисунке представлена предлагаемая схема применения вихревой трубы в скважинном песочном сепараторе. В результате интеграции вихревой трубы в ловильной камере 7 увеличена ее длина для достижения необходимого соотношения между диаметром и длиной. Ловильная камера может быть реализована в виде усеченного конуса. Это позволит обеспечить наименьшие габаритные размеры обеспечения вихревой зоны. Ввод жидкости в нижнем переводнике 4 изменен на тангенциальный. Внизу ловильной камеры установлен конус для стабилизации закручивания и обеспечения симметричного вихреобразования. Таким образом, ловильная камера представляет собой камеру вихреобразования, где происходит закручивание потока жидкости и формирование двух потоков, которые движутся в противоположных направления, согласно эффекту Ранке. Это проиллюстрировано на рисунке стрелками. В результате изменения направления закручивания и перехода в центральный поток, который вращается противоположно входящему потоку, на жидкость и песчаные включения действуют силы инерции, которые отбрасывают частицы песка от центрального потока к периферии. За счет действия восходящего потока частицы не осаждаются на дне ловильной камеры. Центральный поток поступает через центральную трубу нижнего переводника 4 в промежуточный переводник 3 через прорези, обеспечивающие тангенциальный ввод потока жидкости с последующим отделением песка за счет сил инерции и тяжести. На участке выходного патрубка необходимо применить технические решения с целью снижения гидравлического сопротивления оси вихря, обусловленного наличием вязкого трения. Такими решениями может быть использование специальных технологий обработки материалов или закрепление патрубка при помощи подшипника.

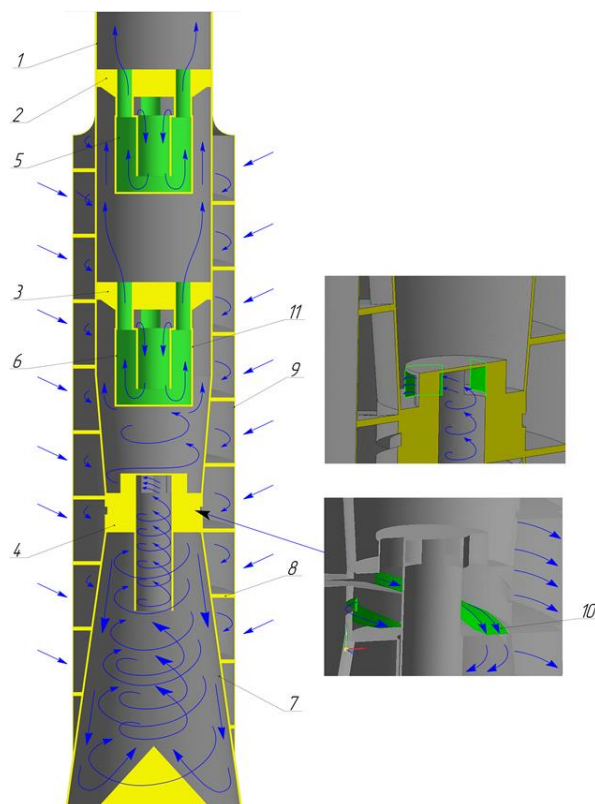


Рисунок. Схема интеграции вихревой трубы в скважинный песочный сепаратор: 1 – корпус; 2–4 – переводники; 5–7 – ловильные камеры; 8 – двухзаходная спираль; 9 – сетка; 10 – изогнутые каналы

Список литературы

1. Пиралишвили Ш.А., Поляев В.М., Сергеев М.Н. Вихревой эффект. Эксперимент, теория, технические решения / под ред. А.И. Леонтьева. М.: УНПЦ «Энергомаш», 2000. 412 с.
2. Меркулов А.П. Вихревой эффект и его применение в технике. М.: Изд-во «Машиностроение». 1969. С. 8–16.

УДК 628.12

А.О. Вильцан, В.А. Крамаренко

Научный руководитель – канд. техн. наук **Д.О. Макушкин**
Сибирский федеральный университет

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА НПС 200/700

Одним из основных агрегатов Ачинского НПЗ, применяемым повсеместно в нескольких цехах на различных этапах переработки нефти, является электронасосный агрегат НПС 200–700, выпускаемый серийно ОАО «Бобруйский машиностроительный завод».

Данный насос – центробежный, горизонтальный, нефтяной, секционный, предназначен для перекачивания нефти, сжиженных углеводородных газов и других нефтепродуктов (рис. 1).

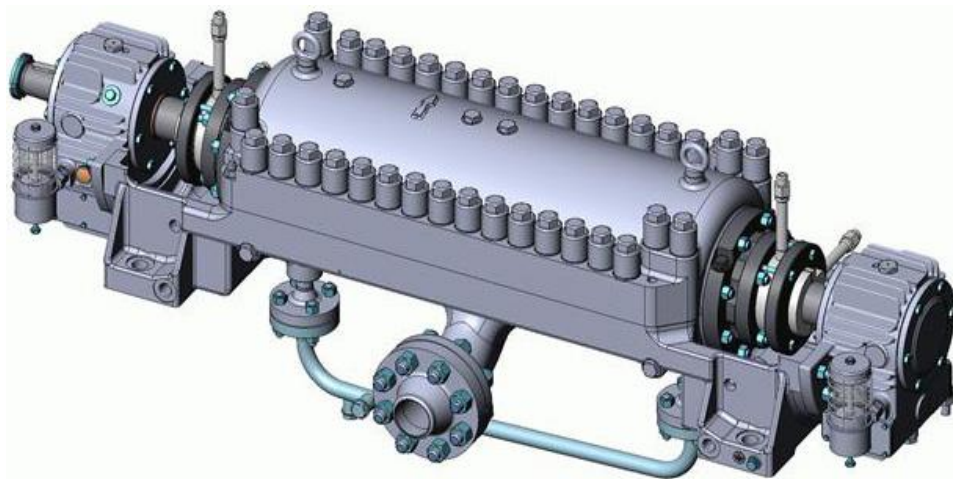


Рис. 1. Центробежный насос НПС 200/700

Таблица

Технические данные насоса НПС 200/700

Параметр	Значение
1 Подача, м ³ /ч	200
2 Напор, м	700
3 Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	49,17 (2950)
4 Мощность, кВт насоса агрегата	553
	578

При эксплуатации данного насоса имеют место его отказы, связанные с «прикипанием» рабочих колес к валу, что обусловлено конструктивным недостатком насоса и вредным воздействием различных примесей, имеющихся в перекачиваемой жидкости. Явление «прикипания» приводит к выходу из строя штатного подшипника В6-32318-Ш1 ГОСТ 8328-75 из-за перегрева. Устранение данного отказа связано с весьма трудоемким процессом ремонтных работ и существенными экономическими затратами.

Для решения проблемы нами на основе анализа научно-технической информации предложено:

1. Для устранения «прикипания» колес к валу поставить втулки из сплава БрА9Ж4 между колесом центробежного насоса и вала (рис. 2).

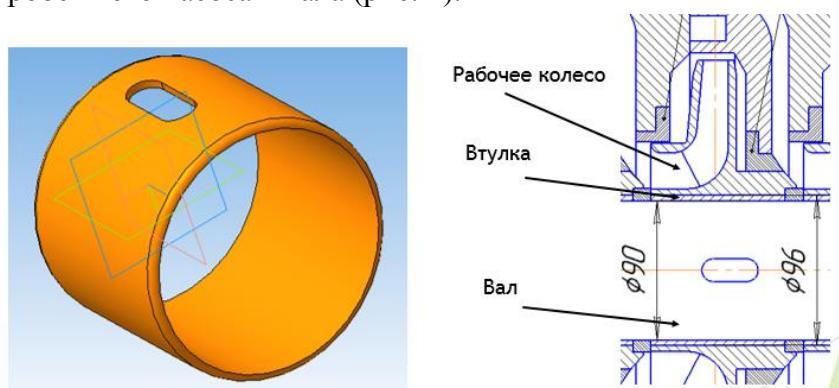


Рис. 2. Втулка БрА9Ж4 и схема ее установки на валу насоса

2. Заменить штатный подшипник В6-32318-Ш1 ГОСТ 8328-75 на подшипник 7618А ГОСТ 27365–87, у которого динамическая грузоподъемность больше в 2 раза.

3. Установить шевронное уплотнение на гидравлической части насоса и манжеты на крышках опор подшипников.

На рис. 3 приведен насос с перечисленными новшествами в разрезе, а на рис. 4 представлен результат компьютерного моделирования вала насоса при проведенном нами расчете методом конечных элементов. Расчет показал, что максимальное напряжение в опасном сечении исследуемого вала, которое будет возникать от рабочих колес, не превышает 0,6 МПа, а прогиб вала равен 0,68 мм, что допустимо при его оптимальной работе.

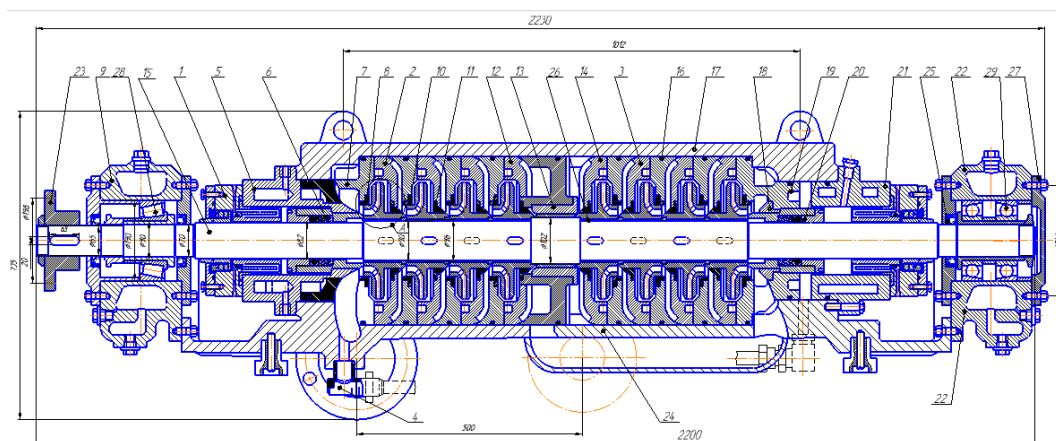


Рис. 3. Модернизированный насос НПС 200/700 в разрезе

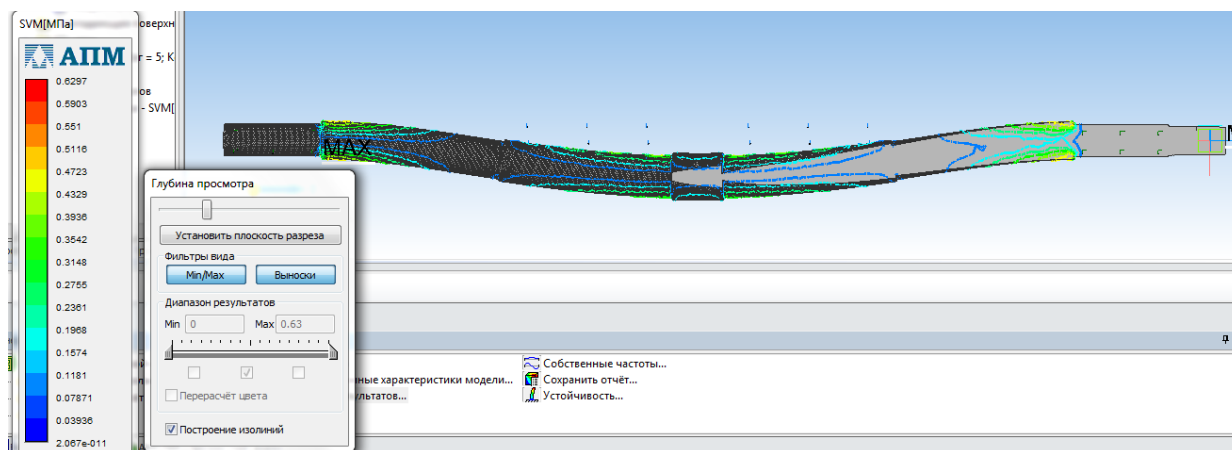


Рис. 4. Твёрдотельное компьютерное моделирование вала насоса

Были также проведены сравнительные расчеты технического ресурса штатного и нового подшипников, которые показали, что предлагаемая замена позволит увеличить наработку подшипникового узла в 6,7 раза. Суммарный расчетный экономический эффект от внедрения модернизации насоса в производстве, эксплуатации и ремонте составляет 130 тыс. руб. в год.

Таким образом, приведенные результаты расчетов подтверждают правомерность предлагаемых технических решений по модернизации насоса насос НПС 200/700 [1–3].

Список литературы

1. Дунаев П.Ф., Леликов О.П. Конструирование узлов и деталей машин: учеб. пособие для студ. техн. спец. вузов. 8-е изд., перераб. и доп. М.: Издат. центр «Академия», 2003. 496 с.
2. Курмаз Л.В., Скойбеда А.Т. Детали машин. Проектирование: справ. учеб.-метод. пособие. 2-е изд., испр. М.: Высш. шк., 2005. 309 с.
3. Насос центробежный нефтяной секционный 1НПС 200-700 и агрегаты насосные на его базе. ПАСПОРТ 794.00.00.000 ПС. ОАО «Бобруйский машиностроительный завод».

УДК 622.24.054

В.С. Логинов, Д.К. Дацюра

Восточно-Сибирский филиал ООО «РН-Бурение»

МОДЕРНИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА BENTEC

Применение систем верхнего привода (СВП) становится в последнее время обязательным условием при бурении нефтяных и газовых скважин.

Задачей проектной работы является разработка технических предложений по усовершенствованию системы верхнего привода (СВП) BENTEC моделей TD350HT и TD500HT, которое позволит сократить объем и время вспомогательных операций, поднять эффективность наклонного и горизонтального бурения, сократить время простоя буровых бригад.

Объектом усовершенствования была выбрана гидравлическая система СВП BENTEC, так как основная часть функций, выполняемых СВП, является гидроприводной, и при неисправности гидравлической системы использование СВП невозможно.

В процессе эксплуатации данных типов СВП были выявлены следующие конструктивные недоработки гидравлической системы:

- 1) отсутствие контрольного прибора (манометра), показывающего давление непосредственно на выходе из гидравлического насоса;
- 2) установка гидравлического шестеренчатого насоса внутри бака без возможности его визуального контроля;
- 3) подогрев масла осуществлён за счёт его принудительной циркуляции с применением гидравлического насоса;
- 4) отсутствие всасывающего фильтра гидравлического насоса;
- 5) отсутствие визуального контроля над состоянием рукава высокого давления между гидравлическим насосом и распределительным манифольдом по причине его нахождения внутри масляного бака;
- 6) отсутствие визуального контроля состояния гидравлического масла в баке, невозможность определения степени его загрязнённости.

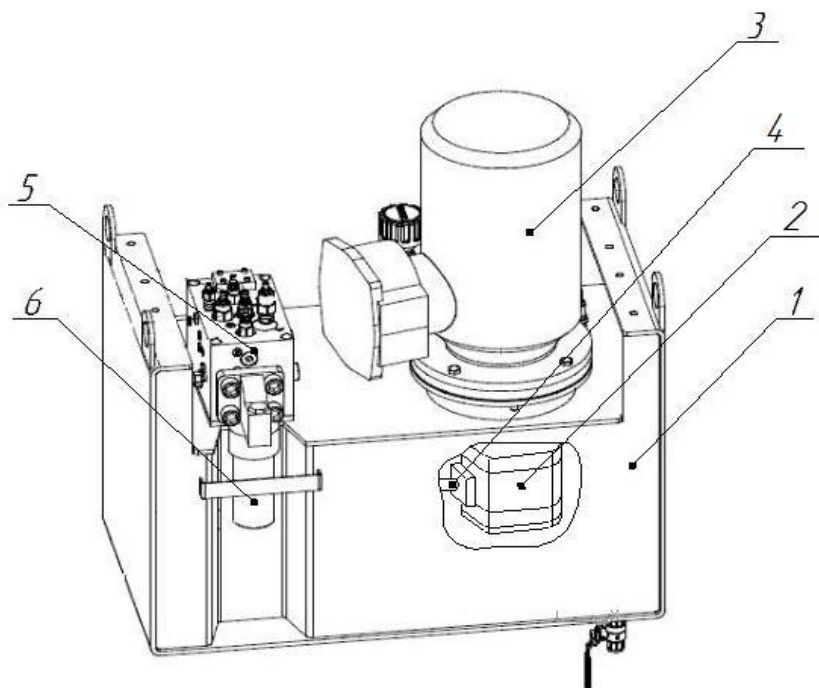


Рис. 1. Схема компоновки гидравлической системы на масляном баке СВП: 1 – бак гидравлического масла СВП; 2 – насос гидравлический шестерёнчатый VOITH IPV 4-13 171; 3 – электродвигатель CD132 M4-2; 4 – гибкий рукав высокого давления нагнетательной линии; 5 – распределительный манифольд; 6 – фильтр нагнетательной линии

Общая принципиальная схема расположения оборудования гидравлической системы, смонтированной на масляном баке, представлена на рис. 1.

В масляном баке 1 смонтирован гидравлический шестерёнчатый насос VOITH IPV 4-13 171 2 с приводом от электродвигателя CD132 M4-2 3, который обеспечивает подачу гидравлической жидкости через рукав высокого давления 4 к распределительному манифольду 5 с установленными в нем гидравлическими клапанами. От распределительного манифольда через фильтр 6 гидравлическое масло поступает к потребителям для исполнения основных функций СВП.

Предлагаемые изменения гидравлической системы СВП:

- 1) перенос насоса непосредственно снаружи масляного бака;
- 2) установка фильтра грубой очистки на всасе насоса;
- 3) перенос рукава совместно с насосом снаружи масляного бака, замена РВД внутри бака на жесткий трубопровод;
- 4) установка контрольного манометра между насосом и распределительным манифольдом;
- 5) установка дополнительных электронагревательных ТЭН;
- 6) использование технологического отверстия для установки электродвигателя в качестве смотрового люка.

Конструктивные изменения, которые необходимо выполнить при модернизации гидравлической системы СВП Ventec, представлены на рис. 2 [1; 2].

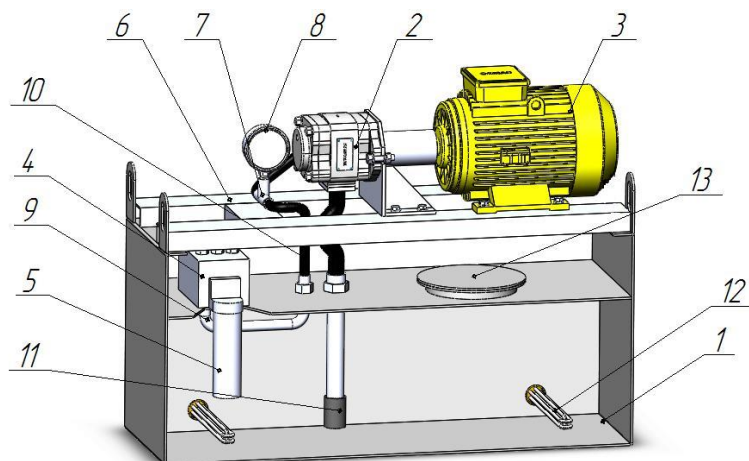


Рис. 2. Схема компоновки гидравлической системы на масляном баке СВП после модернизации: 1 – бак гидравлического масла СВП; 2 – насос гидравлический шестерёнчатый VOITH IPV 4-13 171; 3 – электродвигатель CD131 M4-2; 4 – распределительный манифольд; 5 – фильтр нагнетательной линии; 6 – рама; 7 – кран контрольного манометра; 8 – контрольный манометр; 9 – жесткий трубопровод; 10 – гибкий рукав высокого давления нагнетательной линии; 11 – фильтр всасывающей линии насоса; 12 – электронагревательный элемент; 13 – смотровой люк

Список литературы

1. Руководство по эксплуатации системы верхнего привода Bentec TD 500HT: Bentec GmbH Drilling & Oilfield Systems Deilmannstraße 1, D-48455 Bad Bentheim Germany, 2012. 198 с.
2. Руководство по эксплуатации насосов шестеренчатых VOITH IPV: Voith Turbo GmbH & Co. KG, Product group Hydrostatics P.O. Box 2030, 2013. 6 с.

УДК 62-752-34

И.А. Мазуров

Научный руководитель – *ст. преподаватель К.А. Баишмур*
Сибирский федеральный университет

МЕХАНОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ВИБРОГАСИТЕЛЬ БУРОВЫХ КОЛОНН

Наиболее негативное воздействие на процесс бурения оказывают низкочастотные колебания буровой колонны, которые приводят к усталостному разрушению инструмента из-за значительных знакопеременных нагрузок и существенному снижению механической скорости бурения [1]. Таким образом, механические колебания способны как ухудшить показатели проходки ствола, так и затруднить процесс бурения скважин. Для нейтрализации описанного негативного влияния используют виброгасители различных модификаций.

В нефтегазовой сфере виброгаситель – это устройство, которое понижает размер и амплитуду механических колебаний колонны бурения и импульсов давления жидкости при бу-

рении скважин [4]. Также в нефтегазовой сфере виброгаситель используют при вращательном бурении с применением забойных двигателей (электробура, турбобура, пневмоударника, гидроударника) или при вращении ротора колонны.

Динамические гасители реализуются конструктивно – использованием пассивных элементов (масс, пружин, демпферов) и активных, имеющих собственные источники энергии (электрические, гидравлические и пневматические управляемые элементы). В этом случае речь идет о применении сразу двух систем реализации регулирования вибраций с использованием активных и пассивных элементов. Использование гидравлической и механической частей в одном виброгасителе расширяет возможности динамического вибрационного гашения, поскольку позволяет проводить непрерывную работу динамического гасителя и, следовательно, осуществлять гашение в условиях меняющихся вибрационных нагрузок.

Использования виброгасителя в компоновке низа буровой колонны – результат увеличения демпфирующих характеристик, снижения негативного влияния крутильных колебаний на буровой инструмент в широком диапазоне изменения частоты его вращения, увеличения надежности и ресурса, снижения числа отказов оборудования [3].

При использовании динамических виброгасителей крутильных колебаний гашение вибраций происходит одновременно механической и гидравлической частями.

Для разработки математической модели работы механогидравлического виброгасителя следует делать акцент на основное назначение виброгасителя, а именно передачу мощности низкочастотных колебаний буровой колонны к возвратным пружинам и резцу типа PDC, установленного в шарнире, которые, в свою очередь, влияют на гашения крутильных колебаний.

Основываясь на данных наработках, нами предложена собственная математическая модель механогидравлического виброгасителя буровых колонн, которая поможет повысить надежность технологических машин и оборудования нефтяных и газовых комплексов.

Описывающая поведения системы и представленная системой уравнений математическая модель виброгасителя будет использоваться для разработки алгоритма управления, а также для определения наилучших способов управления:

$$\ddot{x}_1 = \frac{1}{m_1} (f(t) - \alpha_1 \dot{x}_1 - c_1 x_1 - \delta \alpha_{12} (\dot{x}_1 - \dot{x}_2) - c_{12} (x_1 - x_2)), \quad (1)$$

$$\ddot{x}_2 = \frac{1}{m_2} (-\alpha_2 \dot{x}_2 - c_2 x_2 - \delta \alpha_{12} (\dot{x}_2 - \dot{x}_1) - c_{12} (x_2 - x_1)), \quad (2)$$

$$\delta = \begin{cases} 1, & \text{при } x_1 > 0 \\ 0, & \text{при } x_1 < 0 \end{cases} \quad (3)$$

где x_1, x_2 – амплитуды колебаний демпфируемого объекта, корпуса гасителя, м; c_1, c_2, c_{12} – жесткости демпфируемого объекта, корпуса гасителя, плунжера, Н/м; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_{12}$ – коэффициенты вязкого трения демпфируемого объекта, корпуса гасителя, плунжера, Н·с/м.

В ходе исследования модели было выявлено, что при применении виброгасителя амплитуда колебаний снижается в 2–3 раза. Полученный результат легко сформировать для устройств, в которых предполагается совместная работа системы возвратных пружин и PDC резцов.

Экспериментальными исследованиями установлено, что достаточно двух зависимых виброгасителя для гашения вибрации и динамических нагрузок, возникающих при крутильных колебаниях.

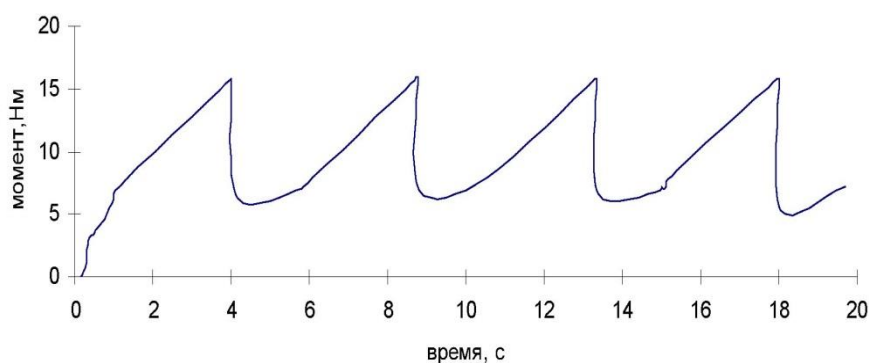


Рисунок. Зависимость крутящего момента от времени при включении в КНБК механогидравлического виброгасителя буровых колонн

Таким образом, можно утверждать, что низкочастотные колебания существенно усложняют работу бурильной колонны. Частично с этой проблемой позволяет справляться виброгасители, однако их работа должна быть обоснована. Математическая модель, представленная в статье, наглядно доказывает, что применение виброгасителя снижает амплитуду колебаний в 2–3 раза, что делает его использование более чем необходимым (рисунок).

Список литературы

1. Турыгин Е.Ю. К оценке вероятности работы бурильной колонны в режиме крутильных автоколебаний при роторном способе бурения / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. № 1. С. 23–26.
2. Авдеев С.А., Крацклис П.В., Крацклис Л.А. Расчёт распространения акустических колебаний породоразрушающего инструмента по колонне бурильных труб // Пути повышения эффективности алмазного бурения. Л., 1986. С. 71–74.
3. Лягов А.В. Динамические компоновки для бурения забойными двигателями: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, 2005.
4. Султанов Б.З., Габдрахимов М.С., Ляхов А.В. Наддолотный многоступенчатый виброгаситель гидравлический // Нефтяное хоз-во. 1990. № 4. С. 41.
5. Desbrandes Robert. Колебания в бурильных трубах. Ч 1 // Передача данных. Forages. 1985. № 109. Р. 59–61.

УДК 621.745.3

Д.А. Поляков, Д.Н. Кармацкий*Научный руководитель – канд. техн. наук Н.Н. Лысянникова
Сибирский федеральный университет***ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ГОРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ
ПРИМЕНЕНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ**

Одним из важнейших параметров при подготовке нефти является ее температура. Для обеспечения необходимого температурного режима как товарной нефти, так и водонефтяных эмульсий на установках подготовки нефти применяются печи трубные блочные ПТБ-5-63Э.

В настоящее время на всех ПТБ-5-63Э происходит подбор топливно-воздушной смеси по режимной карте. В режимной карте учитываются такие параметры как давление топливного газа и давление воздуха. При проведении пусконаладочных работ происходит контроль дымовых газов, на основании показаний переносного газоанализатора формируются такие значения давления газа и воздуха, которые необходимо для полного сгорания топливного газа. Режимная карта составляется при пусконаладочных работах при участии специалистов со стороны поставщика печи.

Регулирование по режимной карте является относительно грубым и недостаточно эффективным способом. Этот способ не позволяет учесть изменение температуры и влажности воздуха, теплотворной способности, направления и скорости ветра, поэтому режимные карты составляются с большим «запасом» по расходу воздуха для обеспечения полноты сгорания топлива. Среднее значение коэффициента избытка воздуха для ПТБ-5-63Э равно 1,35.

Расчет среднесуточного потребления электроэнергии электродвигателями воздуходогагрегаторных агрегатов при коэффициентах избытка воздуха, численно равных 1,35, определяется по формуле

$$P = I \cdot 0,68 \cdot t_p = 44,8 \cdot 0,68 \cdot 24 = 731,1 \text{ кВт},$$

где I – среднее значение силы тока подаваемой на электродвигатель; t_p – время работы вентилятора.

Для решения данной проблемы в проекте предлагается автоматическая система оптимизации соотношения «топливо – воздух», построенная с использованием стационарных газоанализаторов, которые ведут процесс регулирования по величине содержания кислорода и угарного газа в отходящих газах.

Алгоритм работы ПТБ-5-63Э в случае реализации проекта будет построен следующим образом: газоанализатор определяет процентное содержание O_2 в дымовых газах ПТБ-5-63Э, блок управления печью считывает эти показания, которые численно должны быть равны 1 %. В случае, если процентное содержание O_2 отлично от заданного значения, то блок управления печью начинает вносить корректировки по давлению воздуха в промежуточную режимную карту с задержкой в 30 с. При увеличении содержания кислорода в отводящихся

дымовых газах свыше 1 % давление воздуха уменьшается, если кислорода менее 1 %, то давление воздуха увеличивается. Корректировки в промежуточную режимную карту вносятся непрерывно. Нами предложен газоанализатор АНГОР-С, который предназначен для измерения содержания кислорода (O_2), оксида углерода (CO) в отходящих газах топливосжигающих установок [1].

Применение в конструкции газоанализатора АНГОР-С высокотемпературных сенсоров позволяет оптимизировать процесс горения топлива (высокоэффективная оптимизация по CO и O_2), также он служит для экологического контроля выбросов загрязняющих веществ.

Рассмотрим более подробно преимущества, получаемые при монтаже газоанализаторов АНГОР-С на дымовые трубы ПТБ-5-63Э.

1. Так как газоанализатор имеет возможность контролировать содержание CO в дымовых газах, то мы можем определять и минимизировать негативное воздействие отводящих дымовых газов на экологию.

2. Для правильного построения соотношения топливо-воздушной смеси необходимо производить регулярную теплотехническую наладку. Процесс наладки заключается в следующем: с помощью переносного газоанализатора на каждой точке режимной карты измеряется компонентный состав дымовых газов. Методом подбора выставляется соотношение «газ – воздух» таким образом, чтобы добиться сгорания всего объема газа, подаваемого в камеру сгорания. С установкой газоанализатора исключается необходимость в теплотехнической наладке, так как стационарный газоанализатор в динамическом режиме производит контроль компонентного состава газа, а программное обеспечение ПТБ-5-63Э вносит корректировки параметра значения давления воздуха в режимную карту.

3. Ввиду отсутствия в необходимости проведения теплотехнической наладки время проведения ПНР оборудования ПТБ-5-63Э сводится к минимуму.

4. При монтаже газоанализаторов коэффициент избытка воздуха сводится к 1, так как исключается вероятность недостаточной полноты сгорания топлива, что, в свою очередь, позволяет экономить электроэнергию, расходуемую воздуходогагнетательными агрегатами.

Среднесуточное потребление электроэнергии электродвигателями воздуходогагнетательных агрегатов при коэффициентах избытка воздуха, численно равных 1, определяется по формуле

$$P_1 = P - P \cdot (k_1 - k_2) = 731,1 - 731,1 \cdot (1,35 - 1) = 475,2 \text{ кВт},$$

где P – среднесуточного потребления электроэнергии электродвигателями вентиляторов без реализации проекта; k_1 – среднее значение коэффициента избытка воздуха без реализации проекта; k_2 – среднее значение коэффициента избытка воздуха после реализации проекта.

Сравнив значения среднесуточного потребления электроэнергии электродвигателями воздуходогагнетательных агрегатов, видно, что в случае установки газоанализатора Ангор-С потребление электроэнергии на работу ПТБ-5-63Э сокращаются на 35 %.

Данное техническое решение является более совершенным по сравнению с регулировкой по режимной карте, что, в свою очередь, позволит увеличить автоматизацию процесса работы ПТБ-5-63Э.

Список литературы

1. Кипкомплект. Комплектные поставки оборудования КИПиА. URL: www.kipkompлект.ru/text/angor_c.php.

УДК 621.1.016.4

Т.В. Рагимов

Научный руководитель – канд. техн. наук **В.Г. Жуков**
Сибирский федеральный университет

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Компрессорные станции буровых установок (КСБУ) воздушного типа являются источником питания пневматической системы дистанционного управления буровых установок 1-й и 2-й категорий. Для буровых установок нашли широкое применение КСБУ типа ДЕН-45ШМ и 4ВУ1-5/9.

Учитывая растущую потребность в теплообменниках воздушного охлаждения нефтедобывающей промышленности Западной Сибири и Крайнего Севера, необходимость повышения их энергетической эффективности и эксплуатационной надежности, можно утверждать, что повышение эффективности теплообменников воздушного охлаждения КСБУ является актуальной научно-практической задачей.

Методы решения поставленной задачи в общем случае состоят в поиске и численном исследовании показателей энергетической эффективности воздушных теплообменников КСБУ для нахождения оптимальных в некотором смысле компоновок теплообменников.

Коэффициент теплопередачи хоть и является количественным, абсолютная его величина говорит об эффективности теплообменного оборудования, не позволяет результативно учитывать влияние конструктивных, компоновочных и эксплуатационных параметров теплообменников [2].

В этой ситуации более приемлемым показателем эффективности является коэффициент теплосъема, при этом тепловой поток ТВО в зависимости от размеров трубного пучка, расхода теплоносителя и воздуха, определяется по зависимости

$$Q = kF \Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_p - b \Delta t_1}{\frac{1}{kF} + \frac{a}{c_2 V}} = \varepsilon L B (\Delta t_p - b \Delta t_1), \quad (1)$$

где z – число поперечных рядов в трубном пучке; L – длина трубы трубного пучка, м; B – ширина трубного пучка аппарата, м; k – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К); Δt_p – располагаемый температурный напор, °С, $\Delta t_p = t'_1 - t''_2$; t' , t'' , t – температура теплоносителя на входе, выходе, средняя, °С; ε – коэффициент теплосъема, равный тепловому потоку трубного

пучка, поверхность теплообмена которой ограничена фронтальным сечением 1 м^2 при предполагаемом температурном напоре $1 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta t_1 = 0$,

$$\varepsilon = \frac{\frac{zf_1}{S_1}}{\frac{1}{k} + \frac{az}{\varpi c_2 w_2}} ; \quad (2)$$

a, b – температурные коэффициенты, $a = 0,5 + 0,2 \left(\frac{\Delta t_2}{\Delta t_p} \right)^2$; $b = 0,5 + 0,2 \left(\frac{\Delta t_1}{\Delta t_p} \right)^2$ – температур-

ные коэффициенты при перекрестном токе.

Влияние конструктивных (φ, ψ, d_0), компоновочных (z, ω, S_1) и эксплуатационных параметров (α_1, α_2, w_2) на коэффициенты теплосъема следует из выражения

$$\varepsilon = \frac{\pi z \varphi \frac{d_0}{S_1}}{\frac{1}{\alpha_2} - \frac{\psi}{\alpha_1} + \frac{\psi \delta}{\lambda_c} + \frac{az}{\varpi c_2 w_2}}. \quad (3)$$

φ – коэффициент оребрения трубы; d_0 – диаметр трубы у основания ребра, м; ψ – коэффициент увеличения поверхности теплоотдачи; λ – коэффициент теплопроводности трубы, Вт/(м·К); δ – толщина стенки трубы, м.

Структурный анализ формулы (3) позволяет сделать следующие качественные выводы:

Наибольшее влияние на коэффициент теплосъема оказывают такие параметры, как d_1 – внутренний диаметр несущей трубы и S_1 – поперечный шаг пучка, значения которых для охладителей типа ВЗ097F составляют $d_1 = 0,021 \text{ м}$ и $S_1 = 0,06 \text{ м}$.

Таким образом, результаты теплового расчета воздушной секции охладителя типа ВЗ097F КСБУ ДЕН-45ШМ показали, что при сохранении исходных размеров секции $L = 0,7 \text{ м}$ и $B = 0,15 \text{ м}$, при уменьшении d_1 в 1,4 и увеличении S_1 в 1,16 раза мощность теплового рассеивания превосходит существующую в 1,33 раза, т.е. на 33 %, и составляет 16,34 кВт.

Список литературы

1. Мартыненко О.Г. Справочник по теплообменникам: в 2 т. Т. 1: пер. с англ. / под ред. Б.С. Петухова, В.К. Шикова. М.: Энергоатомиздат, 1987. 560 с.
2. Основы расчета и проектирования теплообменников воздушного охлаждения: справ. / А.Н. Бессонный, Г.Л. Дрейцер, В.Б. Кунтыш [и др.]; под общ. ред. В.Б. Кунтыша, А.Н. Бессонного. СПб.: Недра, 1996. 512 с.
3. Кунтыш В.Б., Кузнецов Н.М. Тепловой и аэродинамический расчеты оребренных теплообменников воздушного охлаждения. СПб.: Энергоатомиздат, 1992. 280 с.

УДК 621.8.02

В.С. Раков

Научный руководитель – канд. тех. наук, доцент *А.К. Данилов*
Сибирский федеральный университет

РОБОТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

Системы автоматизации на предприятиях сегодня востребованы как никогда. Из-за быстро меняющейся ситуации на рынке нефтегазовым компаниям необходимо минимизировать издержки с целью оптимизации для повышения своей эффективности. Решением этой проблемы является создание роботизированных систем, которые будут обеспечивать определенный цикл работ. Сейчас технологии уже позволяют применять автоматизацию различных работ, в том числе и на скважине.

В настоящее время использование рабочих при спускоподъемных операциях может приводить к снижению производительности за счет выполнения лишних операций и необоснованных простоев. В связи с этим предлагается модель роботизированной установки процессов бурения, которая находится на стадии разработки. Целью данного проекта является в первую очередь уменьшение времени выполнения работ, снижение трудоемкости и получение экономических преимуществ за счет сокращения времени бурения. Установка позволит увеличить скорость освоения скважин и дальнейшее введение их в эксплуатацию. Применение данной системы значительно сокращает производственные затраты за счет уменьшения требуемого времени на 30–40 %, а также снижения оплаты труда работников.

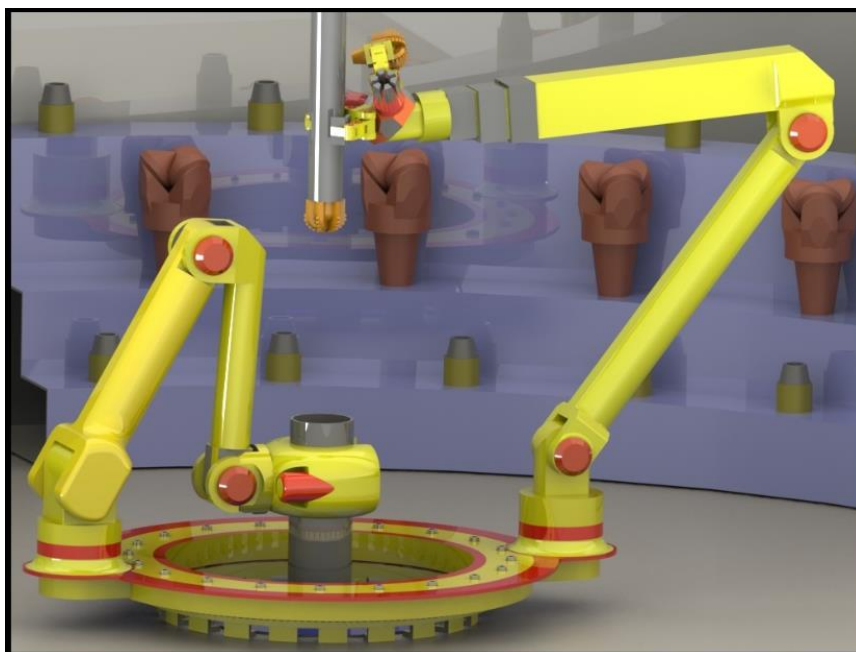


Рисунок. Модель роботизированной установки

Преимущества использования такого оборудования заключаются в надежности, высоком качестве выполнения работ и возможности использования системы в течение длительного времени. Кроме того, одним из наиболее важных факторов является безопасность работников, так как при спускоподъемных операциях, где задействованы силовые элементы привода, есть возможность получения травм из-за несоблюдения норм и требований безопасности. При внедрении автоматизированной системы снижается риск ущерба здоровью работников. За всем технологическим процессом следит оператор. Данное оборудование может производить большинство стандартных операций, связанных по работе на скважине: установка труб, замена бурового инструмента, монтаж клиньев, выполнение работ по бетонированию затрубного пространства и ряд других операций. Наличие силового манипулятора на скважине обеспечивает оперативный ремонт и обслуживание верхнего привода.

Таким образом, уменьшение затрат по различным критериям в совокупности приводит к быстрой окупаемости оборудования. Снижаются издержки производства. На данный момент планируется дальнейшая разработка роботизированной установки [1; 2].

Список литературы

1. Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. М., 2003.
2. Тетельмин В.В., Язев В.А. Основы бурения на нефть и газ: учеб. пособие. М., 2009.

УДК 621.65/.69

А.А. Романов, Х.А. Туманян

Научный руководитель – д-р техн. наук **Ю.А. Сазонов**
РГУ нефти и газа (НИУ) И.М. Губкина

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДВУХПОТОЧНЫХ ДИНАМИЧЕСКИХ НАСОСОВ

В области добычи нефти и газа к числу актуальных задач относится задача эффективной перекачки газожидкостных смесей и утилизации низконапорного газа. Весьма перспективным видится направление работ по совместному использованию струйной техники и силовых насосов, позволяющих осуществлять перекачку многофазных сред. В первую очередь обычно обсуждается вопрос о насосном оборудовании.

Целью исследований является определение основных ориентиров и направлений развития научных и конструкторских работ с учетом особенностей применения двухпоточного динамического насоса на месторождениях. Центробежные насосы с двумя выходными каналами позволяют повысить эффективность рабочего процесса, и практический интерес к таким гидравлическим машинам не ослабевает уже десятки лет [1]. На рисунке представлена схема двухпоточного динамического насоса.

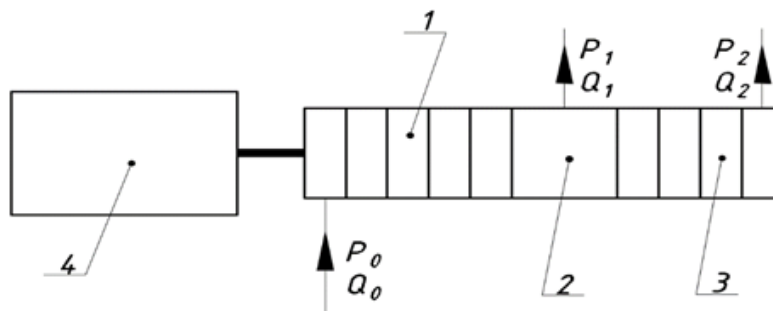


Рисунок. Схема двухпоточного динамического насоса

Двухпоточный динамический насос содержит две рабочие камеры 1 и 3 с различным количеством ступеней, двигатель 4. Двухпоточный насос оснащен разделительной вставкой 2 с дополнительным выходным каналом. Параметры давления и объемного расхода в дополнительном выходном канале обозначены как P_1 , Q_1 ; в основном выходном канале – P_2 , Q_2 ; во входном канале двухпоточного динамического насоса – P_0 , Q_0 .

В рамках разработки математической модели была создана стендовая установка, которая позволяет смоделировать условия работы реального двухпоточного насоса и в результате провести сбор данных для изучения рабочего процесса и создания математической модели. Опытный образец насоса изготовлен с использованием технологии 3D-печати и резки лазерным станком на базе лаборатории кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов.

При разработке математической модели и в ходе первых лабораторных работ отмечены некоторые особенности рабочих характеристик двухпоточного многоступенчатого насоса. У обычного центробежного насоса (при неизменной частоте вращения ротора) характеристика всегда представлена в виде линии на координатной плоскости с осями «подача – давление». Каждому режиму работы насоса соответствует одна точка на этой линии в пределах координатной плоскости. У центробежного насоса с двумя выходными каналами всё обстоит иначе. Вместо одной линии на координатной плоскости необходимо представить плоскую фигуру, которую можно представить и как совокупность бесконечного множества отдельных линий. Кроме того, на координатной плоскости необходимо представить не одну, а две плоские фигуры. Одна из фигур позволяет охарактеризовать параметры потока с расходом Q_1 , а вторая из фигур – параметры потока с расходом Q_2 . При этом определенному режиму течения в выходном канале с расходом Q_1 соответствует строго определенный режим течения в выходном канале с расходом Q_2 .

Кроме того, в ходе исследовательских работ отмечено, что при регулировании потока в одном выходном канале своеобразно меняются параметры потока во втором выходном канале. В чем выражено такое своеобразие? При повышении давления в одном выходном канале здесь снижается и объемный расход, и это характерно для центробежных насосов. Но во втором выходном канале при такой регулировке наблюдается и рост давления, и рост объемного расхода, а это уже несвойственно для центробежного насоса.

Прорабатываются также и варианты скважинных установок [2–4]. Известно, что количество рабочих камер может быть и более двух [5]. Вместе с тем известно, что многопоточные насосные установки пока остаются недостаточно изученными [6].

Результаты проведенных исследований имеют признаки научной новизны: так, впервые создан и исследован лабораторный образец двухпоточного динамического насоса. Создана математическая модель, позволяющая учесть взаимное влияние двух выходных поток двухпоточного динамического насоса.

Результаты проведенных научных и конструкторских работ планируется использовать при создании эффективного насосного оборудования, позволяющих осуществлять перекачку газожидкостных смесей и утилизации низконапорного газа. Вместе с тем такие насосы могут использоваться для сокращения энергетических затрат на закачку воды в системах ППД (поддержания пластового давления).

Список литературы

1. United States Patent 2315656. Dual pressure pumping system // Ralph, Rhoda. Publication Date: 04/06/1943. URL: <http://www.freepatentsonline.com/2315656.pdf>.
2. Пат. № 112960. Заявка на полезную модель № 2011139823. Струйная насосная установка // Ю.А. Сазонов, В.Н. Ивановский, В.И. Заякин [и др.]. Оpubл.: 27.01.2012, Бюл. № 3.
3. Пат. № 125250. Погружная насосная установка // М.А. Мохов, Ю.А. Сазонов, Т.Н. Димаев, П.Н. Тигов // Заявка на полезную модель № 2012120690. Дата подачи заявки: 21.05.2012. Оpubл.: 27.02.2013, Бюл. № 6.
4. Пат. № 132502. Погружная насосная установка // М.А. Мохов, Ю.А. Сазонов, Т.Н. Димаев, П.Н. Тигов // Заявка на полезную модель № 2013118729. Дата подачи заявки: 24.04.2013. Оpubл.: 20.09.2013, Бюл. № 26.
5. Дроздов Н.А. Исследование фильтрационных характеристик при вытеснении нефти водогазовыми смесями и разработка технологических схем насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия на пласт: автореф. ... дис. канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 24 с.
6. Сазонов Ю.А., Деговцов А. В., Казакова Е.С., Клименко К.И. Многопоточный эжектор и новое направление для развития струйной техники // Территория НЕФТЕГАЗ. 2012. № 4. С. 75–77. URL: <http://www.neftegas.info/upload/uf/3b9/tng42012.pdf>.

УДК 620.93

В.Ф. Самойленко, Б.В. Пушнов*Научный руководитель – ст. преподаватель К.А. Баимур
Сибирский федеральный университет*

РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОГО ЭНЕРГОЗАПАСАЮЩЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА

В нефтегазовой промышленности установился тренд на разработку сложных месторождений в отдаленных районах Крайнего Севера и Арктики. Решение таких задач возможно лишь при использовании эффективного современного оборудования [1]. Одной из проблем, возникающих при бурении скважин и их эксплуатации, является энергообеспечение различных устройств и систем, находящихся на забое скважины [2].

При эксплуатации современных месторождений используются интеллектуальные скважины. Основа технологии интеллектуальных скважин – управляемые с поверхности скважинные клапаны, используемые для регулирования притока из отдельных зон или боковых стволов, и постоянные скважинные датчики температуры и давления [3].

При бурении используются системы MWD и LWD. Количество электроэнергии, используемой этими системами, составляет 600–900 Вт. Из этой энергии сенсорами используется 80–200 Вт, из которых для навигации необходимо только 40–60 Вт. Остальная энергия (500–700 Вт) расходуется для передачи данных на поверхность при помощи электропроводного, электромагнитного или чаще всего гидравлического каналов связи [4].

Возможным способом решения проблемы энергообеспечения скважинных устройств является создание автономных систем энергообеспечения. Такие системы должны удовлетворять следующим требованиям: компактность, продолжительное непрерывное время работы, виброустойчивость, устойчивость к высоким температурам и коррозионно-активной среде.

В состав автономных систем входят генератор, накопитель, система управления. Возможными генераторами могут являться различные турбины, пьезоэлементы, термopара, топливная батарея и т.д. Накопителями энергии могут быть перезаряжаемые батареи, суперконденсаторы или накопители кинетической энергии.

На данный момент наиболее популярными перезаряжаемыми батареями являются литий-ионные батареи на основе органических электролитов. Главным недостатком таких батарей является то, что их максимальная рабочая температура составляет около 60 °С. Но температура в скважине обычно выше 100 °С. Этот факт не позволяет применять существующие перезаряжаемые литий-ионные батареи в скважине.

В отличие от батарей запасание в суперконденсаторе происходит за счет накопления электростатического заряда, а не электрохимических реакций. На сегодняшний день на рынке доступны суперконденсаторы, разработанные специально для работы в жестких условиях при бурении [5].

Накопитель кинетической энергии (НКЭ) состоит из вращающегося маховика, закрепленного на валу, и специального мотор-генератора, предназначенного для аккумуляирования кинетической энергии вращающегося маховика и преобразования ее для использования вместо аккумуляторных батарей или совместно с ними.

Основные достоинства – быстрое накопление энергии, надежность, низкая стоимость обслуживания, отсутствие негативного влияния на окружающую среду, возможность многократного полного разряда [6].

Список литературы

1. Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года»: постановление Правительства РФ от 21.04. 2014 № 366 // Консультант-Плюс: справ.-правовая система. URL: consultant.ru.
2. Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф. Разработка генератора электроэнергии при бурении и добыче // Молодая нефть: материалы Всерос. молодеж. науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли. Красноярск: СФУ, 2017. С. 198–202.
3. Еремин А.Н. О новой классификации цифровых и интеллектуальных скважин // Секция. Разработка и освоение месторождений УВ. 2016. № 5. С. 44.
4. Dimanchev D., Mintchev M.P. Energy Harvesting in Horizontal Drilling Processes for the Purpose of Information and Navigation Monitoring // International Journal of Information Theories and Applications. 2013. № 20 (2).
5. Signorelli R., Cooley J. Energy Storage and Generation for Extreme Temperature and Pressure and Directional Measurement While Drilling Applications. FastCAP Systems Corporation, Boston, MA (United States), 2015.
6. Козлов С.В., Киндяшов А.Н., Соломин Е.В. Анализ эффективности систем накопления энергии // Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE): междунар. науч. журн. 2015. № 2. С. 29–34.

УДК 622.24

Ю.Р. Свириденко

Научный руководитель – канд. хим. наук, доцент *Ф.А. Бурюкин*
Сибирский федеральный университет

ПАКЕР ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся обводнен-

ностью добываемой продукции. Одной из причин высокой обводненности является наличие негерметичности эксплуатационных колонн. Возникновение негерметичности эксплуатационных колонн связано как с качеством первичного цементирования, так и с самыми различными условиями эксплуатации скважин [1].

Обводнение ставит под угрозу продолжение эффективной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти, дающих сравнительно невысокий коэффициент нефтеизвлечения [2].

Для решения проблемы негерметичности эксплуатационных колонн применяются различные технологии с использованием тампонажных составов и технических средств, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки, свою область применения.

При стандартной схеме эксплуатации в скважину спускают насосное оборудование, устанавливает его над интервалом перфорации, снижают давление на приеме насоса, тем самым снижая забойное давление и вызывая приток жидкости из пласта. При обводненности продукции более 20–30 % в эксплуатационной колонне происходит перераспределение потоков флюида и гравитационное разделение его на фазы в «газ – нефть – вода». Вода как агент, имеющий большую подвижность, чем нефть, поступает в скважину быстрее, оттесняя приток нефти из призабойной зоны, тем самым образуя конус притока, направленный вверх. Так создается искусственный водный барьер для нефти, происходит смачивание водой продуктивной части вскрытого интервала пласта, повышается процент обводненности добываемой жидкости [1].

Одним из решений для ремонта скважин является использование механических пакеров. Достоинство данного метода – малая трудоемкость ремонтно-изоляционных работ и относительная простота конструкции. К основным недостаткам относится низкая продолжительность эффекта и необходимость обеспечения герметичности пакера [3].

С целью снижения эксплуатационных затрат увеличение текущих отборов, повышение коэффициента извлечения и увеличение выработки запасов разрабатывается пакерная система. Пакерная система устанавливается в скважине автономно в интервал негерметичности, который находится ниже спускаемого эксплуатационного оборудования (ШГН, УЭЦН, фонтанный лифт). Перед монтажом пакера необходимо произвести подготовку скважины путем скрепирования места установки. Устанавливают пакер напротив пласта (нарушения) согласно методике и опрессовывают, разъединяют колонну НКТ с помощью переводника с левой резьбой или гидравлическим путем.

Пакер содержит срезной узел, латунные штифты, срезаемые во время установки пакера при расчетном усилии. Нижние плашки обеспечивают надежное зацепление к обсадной колонне, установленной в каретке, перемещающейся по кодовому пазу ствола пакерной системы. Перекрытие требуемой зоны посредством давления в ее полости обеспечивает надувной уплотняющий элемент. Создание избыточного давления внутри надувного уплотняющего элемента производится за счет обратного клапана. Верхние плашки обеспечивают надежное зацепление к обсадной колонне за счет разгрузки веса колонны НКТ на пакерную систему.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», мероприятие 1.3.

Уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI57817X0236, соглашение о предоставлении субсидии № 14.578.21.0236 от 26.09.2017.

Список литературы

1. Аминев М.Х., Змеу А.А. Технологии изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными компоновками. Методы установки пакеров при недостаточной нагрузке // Экспозиция нефть и газ. 2012. № 1. С. 36–37.
2. Аминев М.Х., Змеу А.А. Технология повышения нефтеотдачи пластов и уменьшения обводненности от теории к практике // Экспозиция нефть и газ. 2011. № 6. С. 53–54.
3. Фариз Ахмед, Алиев Ш.Г., Искендеров Э.Х. Состояние и проблемы по устранению негерметичности эксплуатационных колонн в скважинах месторождения БУЗОВНА-МАШТАГА // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2015. № 3 (56). С. 141–144.

УДК 622.276.054.23

В.Г. Тимошенко, М.Н. Никитин

Научный руководитель – д-р техн. наук **В.Н. Ивановский**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

ИННОВАЦИОННАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА С ПОГРУЖНЫМ ЛИНЕЙНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ

Одной из главных задач в сфере энергосбережения при механизированной добыче нефти является снижение потребления электроэнергии промышленным оборудованием и повышение энергоэффективности силовых установок. На сегодняшний день на месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, применяются системы, имеющие относительно низкий КПД и надежность. На рис. 1 показано распределение малodeбитного фонда скважин по основным способам добычи [1] и их характерные недостатки.

Одной из перспективных разработок для малodeбитных скважин является система, состоящая из поршневого насоса с погружным линейным электродвигателем (ПЛЭД).

Опыт эксплуатации погружных линейных электродвигателей в составе установок плунжерных скважинных насосов в КНР и Канаде показал, что применение системы с ПЛЭД позволит производить отбор нефти из стареющих месторождений и, соответственно, повысить коэффициент извлечения нефти благодаря широкому диапазону регулировки подачи насосной установки.

В результате анализа существующих конструкторских решений, имеющих ряд существенных недостатков, была разработана инновационная конструкция погружного агрегата, включающая погружной линейный электродвигатель маслозаполненного типа, узел уплотнения ПЛЭД и поршневой насос двустороннего действия (рис. 2).



Рис. 1. Распределение малodeбитного фонда скважин по способам добычи

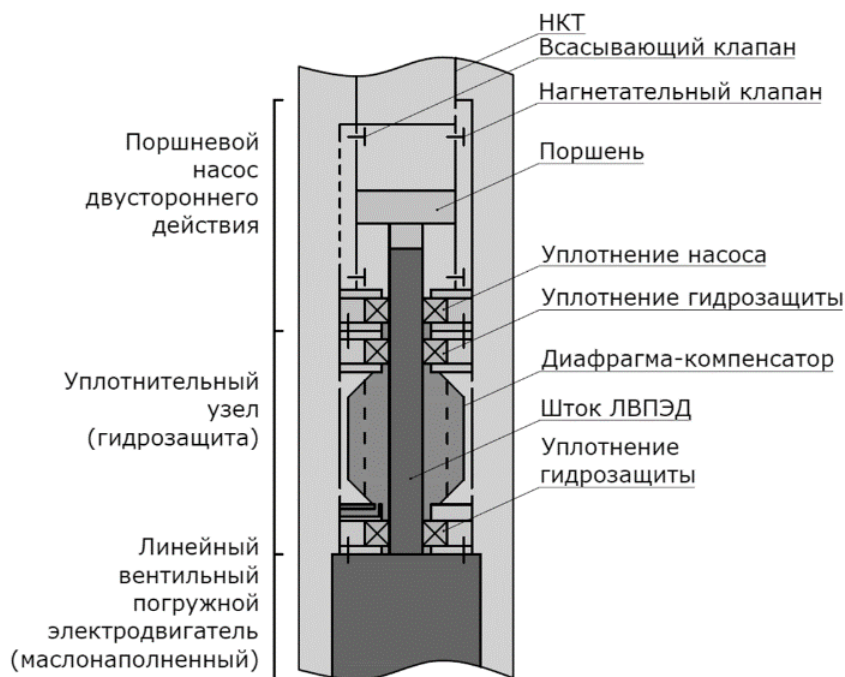


Рис. 2. Принципиальная схема разработанного скважинного насосного агрегата

Показанные элементы в совокупности существенно снижают потребляемую мощность электродвигателя и повышают надежность всей установки. Начало работ в данной области на базе кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина отображено в патенте РФ № 171485 [2]. Результатом разработки и проектирования стали макетные образцы поршневого насоса двойного действия и узла уплотнения ПЛЭД. Их испытание начато на специально разработанном испытательном стенде.

Технико-экономический расчет показал перспективность применения установки электроприводного поршневого насоса двустороннего действия для повышения

энергоэффективности добычи нефти из малodeбитных скважин. Энергоэффективность УЭПНДД в сравнении с аналогами [3] представлена на рис. 3.

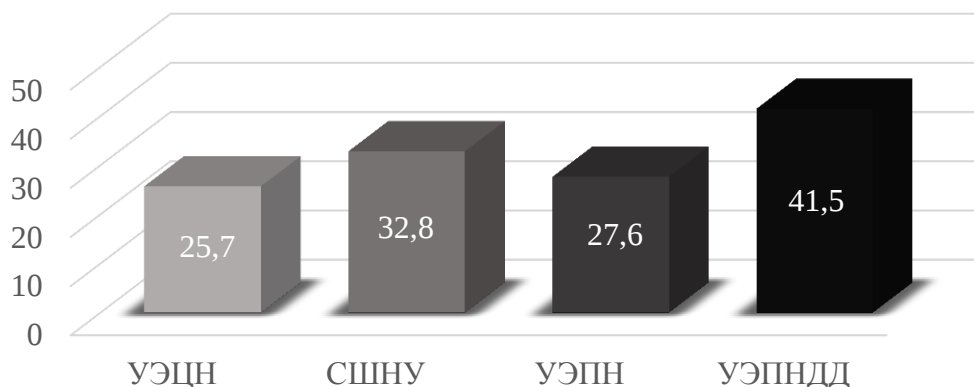


Рис. 3. Общий расчетный КПД установок

Список литературы

1. Эффективные решения эксплуатации малodeбитного фонда нефтяных скважин // Корпорация Триол. 2005–2016. URL: <http://triolcorp.ru/problem-exploitation-marginal-wells/>.
2. Пат. 171485 Россия МПК F04В 47/06. Установка скважинного плунжерного насоса с погружным линейным электроприводом / В.Н. Ивановский [и др.]. Заявлено: 12.12.2016; Оpubл. 01.06.17., Бюл. № 16. 6 с.
3. Дроздов А.Н. Разработка установки погружного плунжерного насоса с линейным электродвигателем для эксплуатации малodeбитного фонда скважин // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 13. С. 68–71.

УДК 621.512/.515

В.В. Березкин, А.А. Кусакин

Научный руководитель – канд. тех. наук **В.Б. Ясинский**
Сибирский федеральный университет

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ASPER HYSYS ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И РАСЧЕТА КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Компрессорные машины – важные виды продукции машиностроения. Они применяются во многих отраслях народного хозяйства: химической, нефтяной, газовой и машиностроительной, на транспорте, в металлургии, геологии, строительстве, агропромышленном комплексе, а также в новых перспективных направлениях техники и технологии, в частности

в космонавтике, робототехнике, производстве искусственного топлива и др. Сердцем любой холодильной и криогенной установки является компрессор. От подбора оборудования на ранних стадиях проекта зависят КПД и долговечность комплекса в целом.

Моделирующая система HYSYS содержит различные методы расчета термодинамических свойств, таких как коэффициента фазового равновесия, энтальпии, энтропии, плотности, растворимости газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивности паров.

Любая задача моделирования эквивалентна большой системе нелинейных одновременно решаемых уравнений. Эта система включает расчет всех необходимых термодинамических свойств для всех потоков, расходов и составов с применением выбранных моделей расчета свойств процессов.

Система HYSYS имеет графический интерфейс PFD (Process Flowsheet Diagram, технологическая схема), позволяющий формировать схемы непосредственно на экране компьютера, выбирая элементы из списка и соединяя их в определенном порядке.

Важной характеристикой компрессора является граница помпажа, связанная с явлением помпажа. Момент помпажа наступает, когда центробежный компрессор не может развить усилие, которое будет больше, чем сила сопротивления рабочей смеси. В результате происходит реверсирование потока газа, рост температуры газа на всасывании, в результате чего возникает отказ оборудования и выброс газов в атмосферу.

Программный продукт HYSYS позволяет отобразить зависимость КПД, напора и давления нагнетания от расхода газа для заданной частоты вращения, а также рабочую точку компрессора. Это, в свою очередь, позволяет определить границу помпажа и помпажный запас (рис. 1, 2) [1–3].

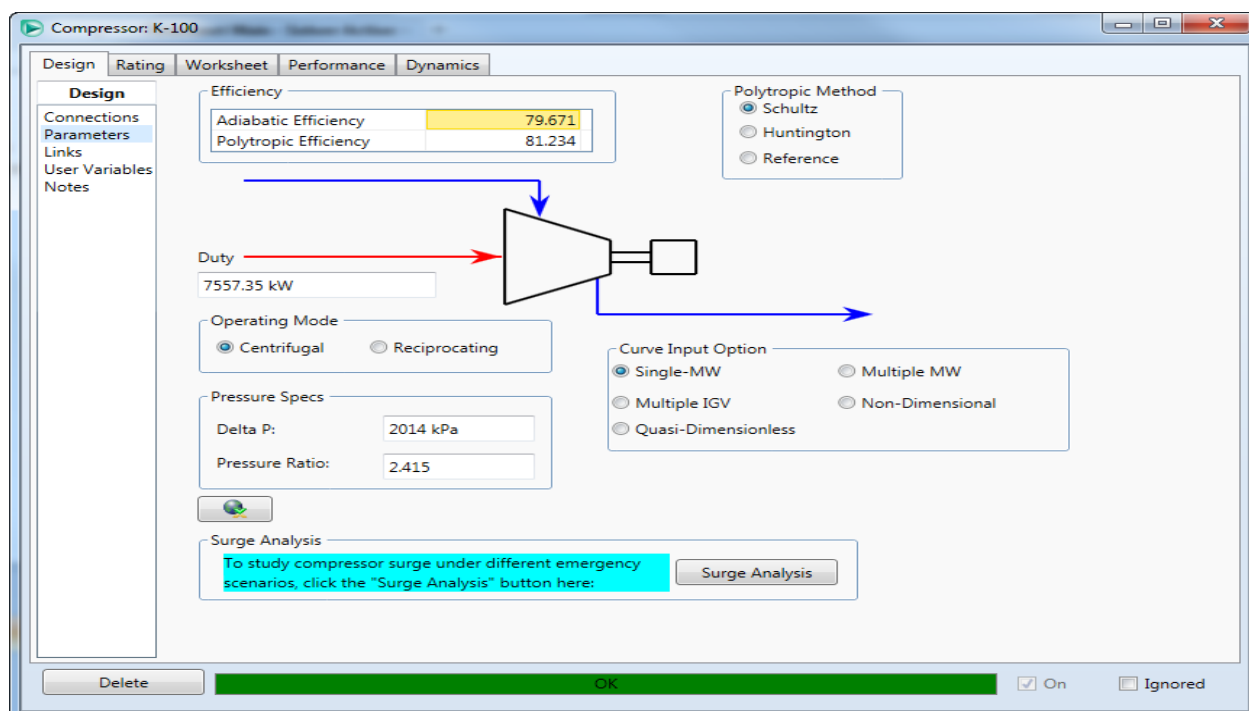


Рис. 1. Окно параметров компрессора

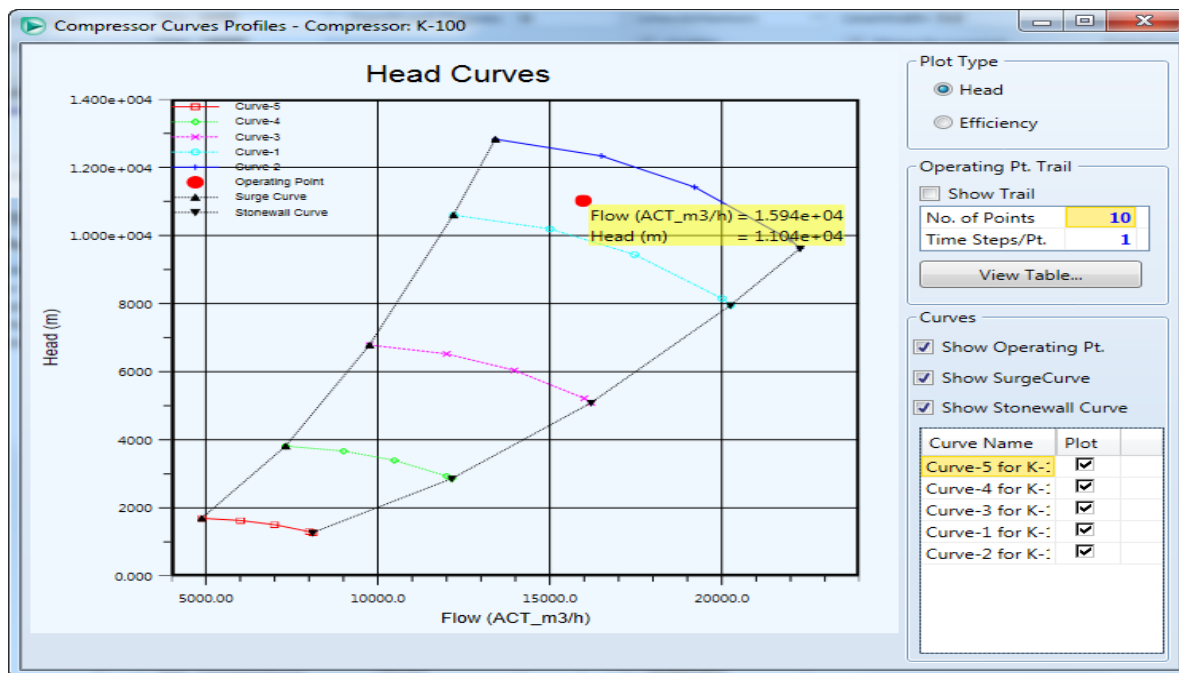


Рис. 2. Газодинамическая характеристика

Список литературы

1. Будник В.А. Работа в среде HYSYS. М.: Салават, 2010. 4 с.
2. Кузнецов О.А. Моделирование схемы переработки природного газа в Aspen HYSYS V8. М.: Москва – Берлин, 2015. 21 с.
3. Кузнецов О.А. Основы работы программе Aspen HYSYS М.: Москва – Берлин, 2015. 74 с.

УДК 622.24.002.2

О.В. Продайко

Научный руководитель – канд. техн. наук *А.А. Азеев*
Сибирский федеральный университет

РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ ФИЛЬТРА НА ПРИЕМЕ НАСОСА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОЙ УСТАНОВКИ

Из анализа научно-технической литературы, а также производственного опыта можно сделать следующие выводы, поясняющие необходимость проведения исследований:

- основная часть затрат, связанных с содержанием скважин, включает в себя расходы на очистку погружного оборудования от механических примесей (рисунок);
- способ очистки погружного оборудования скважин с применением модернизированных установок клапанного типа является наиболее оптимальным из большинства известных методов;

- в рассмотренной литературе не упоминается описания процессов, протекающих в ходе очистки погружного оборудования скважин устройствами клапанного типа;
- не обнаружено научно обоснованных рекомендаций и технических требований к установкам клапанного типа для очистки погружного оборудования скважин.

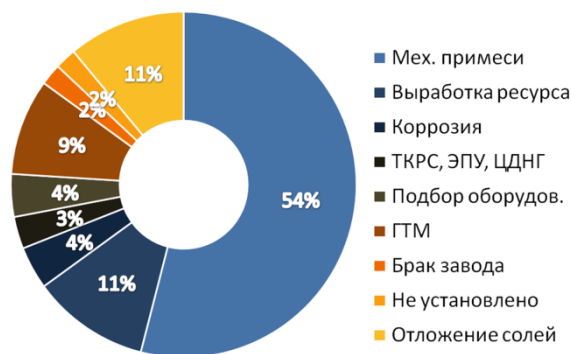


Рисунок. Причины отказов установки погружного электроцентробежного насоса

Предлагается новая конструкция установки клапанного типа, являющаяся средством борьбы с пескопроявлениями разной степени интенсивности на терригенных коллекторах, в частности путем прямой гидродинамической и/или химической промывки погружного оборудования средне- и малodeбитных, наклонных и вертикальных скважин. Предлагаемое устройство позволяет вести очистку погружного оборудования скважин за счет разделения разнонаправленных потоков, которое обеспечивается с помощью кулачкового механизма. Основной элемент – кулачок (седло) с пазами и скосами, очередность и глубина которых определяют программу работы всего устройства. Достигается снижение затрат на эксплуатацию скважины за счет повышения надежности, компактности перенаправления потоков рабочей среды и упрощения технологических операций.

Цель выполнения исследований связана с изучением рабочего процесса очистки, разработкой научно обоснованной методики расчета и созданием новых высокоэффективных устройств клапанного типа для очистки погружного оборудования скважин.

Задачи исследования связаны с определением коэффициента расхода очистных устройств клапанного типа и построением соответствующих закономерностей, а также с определением средней скорости равнофазного потока на выходе из модели фильтра после устройства клапанного типа.

Предполагаемые результаты исследования обладают новизной, включающей: результаты исследования процесса очистки погружного оборудования скважин устройствами клапанного типа; технические требования к установкам клапанного типа и методика выбора их оптимальных параметров; рекомендации к расчету установок клапанного типа и спецоборудования.

Приблизительно оценить экономическую эффективность разработанного технического решения предлагается следующим образом. Известно, что длительные простои скважин, вызванные проведением работ по очистке фильтров от механических примесей, могут повлиять на количественные изменения объемов добычи нефти и денежных средств. Рассчитаем возможные объемы не добытой из-за простоев скважины нефти. В основу расчета будет поло-

жен рекордный уровень добычи в 2016 г., составляющий 547,6 млн т. В качестве допущения следует заметить, что количество добытой нефти могло быть и больше из-за неизбежных простоев в работе скважин, однако этот фактор не учитывается в виду того, что расчет носит приблизительный характер. Кроме того, время очистки скважины берется в соответствии с нормативами на очистку погружных центробежных насосов, так как их количество преобладает среди остальных способов механизированной добычи. Далее, разделив годовой уровень добычи на количество дней в году, получим объем добываемой нефти в сутки, составляющий 1,49 млн т. Как правило, при проведении очистных операций предприятия вынуждены приостанавливать процесс добычи минимум на 4 дня. Тогда, умножив суточный объем добычи на 4, получим минимально возможное количество не добытой нефти за одну очистку всех скважин, составляющее 5,96 млн т. Стоимость одной тонны нефти марки Urals на декабрь 2017 г. составляет 26 899,58 руб., тогда минимально возможная стоимость не добытой нефти из-за одной очистки всех скважин составляет 160,3215 млрд руб. Известно, что процесс очистки фильтра скважины проводится примерно 4 раза в год (раз в квартал), стоимость которого для одной скважины составляет 4 млн руб. в год. Умножаем 160,3215 млрд руб. на 4. Затем к полученному значению прибавляем результат произведения количества добывающих скважин (200 тыс. шт.) на 4 млн руб. В итоге получается, что минимально возможные годовые потери от не добытой нефти из-за очистки всех скважин составляют 1 441,286 млрд руб. Разделив полученное значение на общее количество добывающих скважин, получатся потери, приходящиеся на одну скважину, которые составляют 7,20643 млн руб. На начало 2016 г. эксплуатационный фонд скважин, оборудованных УЭЦН, составил 170,2 тыс. скважин. Неработающий фонд скважин равен 12,6 % от эксплуатационного и имеет тенденцию к уменьшению. Тогда работающий фонд составляет 148,7 тыс. скважин. Умножив минимально возможные годовые потери от не добытой нефти из-за очистки одной скважины на 148,7 тыс. работающих скважин, получим ущерб по России применительно к фонду скважин с УЭЦН, который составляет 1 071,596141 млрд руб. [1–3].

Список литературы

1. Азеев А.А., Булчаев Н.Д. Автоматизация процесса очистки внутрискважинного оборудования на основе клапана с аналоговым механизмом // Газовая промышленность. 2016. № 4. С. 82–87.
2. Росстат: офиц. сайт. URL: <http://www.gks.ru>.
3. В России четверть миллиона скважин. URL: <https://neftegaz.ru/news/view/59373-V-Rossii-chetvert-milliona-skvazhin>.

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА



УДК 624.132

Ю.Г. Бородкина, В.А. Артёменко, М.А. Плахотникова*Научные руководители – д-р техн. наук Р. Б. Желудевич, канд. техн. наук Ю. Ф. Кайзер
Сибирский федеральный университет*

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И МАШИН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СНЕГОЛЕДОВЫХ ДОРОГ

Территория Российской Федерации составляет порядка 17 млн км². Большая ее часть не освоена в должной мере. Всему причина климатические условия. Остро проблема развития инфраструктуры, особенно её транспортной составляющей, стоит при разработке и обслуживании месторождений нефти и газа, а также поселков и городов, расположенных в районах Крайнего Севера в условиях вечной мерзлоты.

Специфика распределения ресурсов нефти и газа на территории России такова, что большая их часть находится в труднодоступных районах. Данная особенность определяет порядок освоения месторождений. Отсутствие регулярного сообщения с «большой землей», невозможность строительства капитальных дорог подталкивает научно-исследовательские институты, ученых, а также коммерческие компании к решению данной проблемы.

Строительство капитальных дорог в таких районах не представляется возможным в силу ряда факторов, к которым относятся:

- высокая стоимость строительства, а также последующего поддержания дорог в рабочем состоянии;
- соблюдение строгих экологических норм, запрещающих строительство капитальных дорог в условиях вечной мерзлоты, с целью предотвращения нанесения непоправимого ущерба природе.

Очевидным решением, позволяющим наладить наземное сообщение месторождений, отдаленных населенных пунктов является строительство зимних дорог, так как продолжительность периода низких температур в названных районах составляет порядка 8–10 месяцев. Это позволяет использовать снеголедовую дорогу достаточно продолжительное время.

Решение данной проблемы началось ещё в СССР в 50-е гг. Многие ученые и исследователи работают в данной тематике и добились больших успехов: Н.Я. Хархута, Я.А. Калужский, О.Т. Батраков, И.С. Вайсберг, А.Н. Зеленин, А.В. Захаренко, В.Б. Пермяков, Г.Г. Воскресенский, Ш.М. Мерданов, А.Г. Лашко, В.В. Котельников и др.

Сегодня существуют две принципиальные технологии возведения зимних дорог. Одна из них заключается в применении механизированной колонны машин, последовательно выполняющих операции по расчистке дороги, набрасыванию снега, его увлажнению и уплотнению по расчлененной схеме. Другая технология предполагает использование универсальной установки, работающей по совмещенной схеме, которая сочетает в себе функции перемешивания, увлажнения и уплотнения снега. При этом независимо от выбранной технологии весь

процесс строительства делится условно на два этапа: подготовительные работы и непосредственно строительство дорожного полотна.

Анализируя первую технологию, со стороны эффективности процессов выделяется ряд недостатков:

- задействовано несколько единиц разного типа техники (бульдозеры, вездеходные машины, термосифонные машины, роторные снегоочистители, поливочные машины, самоходные катки, дополнительное оборудование для нанесения насечки);
- применяемая техника требует большого количества задействованных рабочих;
- увеличенный общий расход ГСМ;
- отсутствие универсальности оборудования.

Это свидетельствует о необходимости развития процессов строительства «зимников» с использованием универсальной машины. Работы по созданию такой машины ведутся продолжительное время.

Самыми известными из них являются СТМ-2 и «Полярный слон». Однако, как отмечено многими исследователями, СТМ-2 имеет низкую производительность, неудовлетворяющую современным требованиям, а «Полярный слон» – очень высокую стоимость (более 60 млн руб.).

Также имеется ряд патентов (№ 2296834, № 2097480, № 2268334, № 2252290, № 2547766), которые спроектированы для строительства снеголедовых дорог либо для проведения какой-либо операции при строительстве «зимников». Однако их анализ показал, что все они обладают теми или иными недостатками, препятствующими их успешному применению.

Таким образом, на сегодняшний день в отечественном машиностроении стоит необходимость в разработке и создании универсальной, многоцелевой машины для строительства зимних дорог и аэродромов, которая отличалась бы высокой производительностью, низкой стоимостью производства и эксплуатации, а также имеющая возможность работать в условиях крайне низких температур [1–6].

Список литературы

1. Мерданов Ш.М. Научные основы создания комплексов машин для строительства временных зимних дорог в районах Севера и Сибири: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень, 2010. 38 с.
2. ВСН 137–89. Проектирование, строительство и содержание зимних автомобильных дорог в условиях Сибири и Северо-Востока СССР.
3. Дорожные машины / Н.Я. Хархута [и др.]. Л.: Машиностроение, 1968. 416 с.
4. Бургонутдинов А.М., Юшков В.С. Машины для строительства, ремонта и содержания автомобильных дорог. Ч. 3: Техника и оборудование для ремонта и содержания автомобильных дорог: учеб. пособие. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. 212 с.
5. Вайсберг И.С. Выбор параметров и создание виброуплотнителей для строительства снеголедяных дорожных покрытий: дис. ... канд. техн. наук. Красноярск, 1982. 187 с.
6. Воскресенский Г.Г. Научные основы проектирования рабочего оборудования для разрушения уплотненного снега на автомобильных дорогах: дис. ... д-ра техн. наук. Хабаровск, 2011. 301 с.

УДК 62.396

Д.В. Воронцов¹, И.Н. Шушпанов²Научный руководитель – канд. техн. наук **И.Н. Шушпанов**¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина² Иркутский национальный исследовательский технический университет**ОПТИМИЗАЦИЯ ОДНОГО ИЗ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

Активное внедрение возобновляемых источников энергии – это реалии ТЭКа начала XXI в. На многих производствах, в частных домах их используют для увеличения энергоэффективности объектов и уменьшения затрат на закупку электроэнергии. На производствах внедряются солнечно-ветровые установки, которые позволяют в перспективе значительно экономить на закупках топлива для дизель-генераторов, являющихся резервными источниками питания. Одновременно с этим резервные генераторы обеспечивают повышения категории надежности потребителей либо выставляются на аукционы и продаются сторонним организациям. Также существующая концепция Smart-grid подразумевает, что любой потребитель электроэнергии в любой момент может стать ее продавцом. Она стала очень популярна во многих странах, потому что из-за неравномерного графика энергопотребления многие компании начали зарабатывать на этом [2].

Большая часть проектов в современных реалиях выполняется с помощью специализированных программно-вычислительных комплексов. Процесс внедрения возобновляемых источников энергии взамен дизель-генераторов смоделирован в программе. С ее помощью возможно автоматизировать подбор мощностей солнечно-ветровой установки, которая будет покрывать 100 % графика нагрузки с учетом стохастического характера генерации. Определяются основные технико-экономические показатели проекта внедрения источников альтернативной генерации, капитальные вложения, себестоимость кВт·ч, вырабатываемого солнечно-ветровой установкой и т.д. Также на выходе программа выдает типовые графики, которые позволяют оценить оптимальность выбранных мощностей [1–3].

Оценка программы проведена на проекте замены дизельных генераторов, питающих аварийные задвижки на нефтепроводе «Таас – Юрях – ВСТО». Подобраны тип и количество основного технологического оборудования. Обоснована экономическая и техническая эффективность предлагаемой инициативы [1].

Список литературы

1. Воронцов Д.В., Уколова Е.В., Шушпанов И.Н. Виртуальные станции для электроснабжения аварийных задвижек магистральных нефтепроводов // Вестн. Иркут. гос. техн. ун-та. 2016. Т. 20, № 9 (116). С. 86–94.
2. Ефимов Д.Н., Воропай Н.И., Сулов К.В. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России // IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2011. С. 34–40.
3. Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии / Сулов К.В., Конюхов В.Ю., Зимица Т.И., Шамарова Н.А. Иркутск: ИрГТУ, 2014. 230 с.

УДК 625.72:551.1/.4

А.С. Савич

Научный руководитель – канд. техн. наук **В.В.Серватинский**
Сибирский федеральный университет

ПРОКЛАДКА АВТОМОБИЛЬНОЙ ДОРОГИ С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ СТОКА В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТЗОНЫ ЕНИСЕЙСКОГО СЕВЕРА

В настоящее время актуальной является задача изучения наибольшей опасности для условий криолитозоны Енисейского севера: наводнений в период весеннего половодья и летне-осенних высоких дождевых паводков.

Источником воды, а значит, и опасности для транспортных сооружений являются паводки на прилегающих водосборных бассейнах без ярко выраженных водотоков. По наблюдениям, паводочный сброс в условиях криолитозоны при незначительных площадях достигает значений природных катастроф. Вечномерзлые грунты обладают высокой прочностью на сжатие, а при оттаивании прочность теряют. Вследствие высокой суммарной влажности происходят осадки и просадки.

В случае избыточного увлажнения грунтов их прочность уменьшается, снижается модуль упругости, что может сказаться и на состоянии дорожной одежды. В зоне вечной мерзлоты поверхностные воды аккумулируют тепло и растепляют мерзлые грунты основания, поскольку теплоемкость воды намного выше теплоемкости воздуха. В результате насыпи теряют прочность, происходят осадки и просадки, которые могут привести к деформациям дорожной одежды вплоть до ее разрушения. По этой причине присутствие поверхностных вод у подошвы насыпи в зоне вечной мерзлоты должно быть исключено.

Важное значение для питания поверхностных вод в жидком состоянии имеют поступившие через них атмосферные осадки. Одновременно с этим явлением наблюдается значительный перенос тепла к вечномерзлым грунтам, выступающим в роли водоупора.

Перерывы в выпадении осадков продолжительностью до полусуток практически не приводят к снижению паводка. Натурные обследования специально оборудованных водотоков на ручьях: Прямой – $F = 15,95 \text{ км}^2$, Солдатский – $F = 16,38 \text{ км}^2$, Гремячий – $F = 5,35 \text{ км}^2$, Анциферовский – $F = 2,25 \text{ км}^2$, Медвежий лог – $F = 0,97 \text{ км}^2$ – свидетельствуют, что показатели паводка от продолжительных дождей начинаются спустя 10–12 ч.

Гидрографы стока показывают, что паводок сформировался в результате всей серии дождей. Даже на ручье Анциферовском ($F = 2,25 \text{ км}^2$) паводок достиг пика плавно, и лишь на ручье Медвежий лог произошло падение гидрографа и сформировался двухмодельный гидрограф, так как перерыв более 10 часов для водосбора 1 км^2 получился больше критического.

Так как почвенно-грунтовый сток, формирующий паводок, имеет большую продолжительность по времени, сток максимально продолжался до 6 ч 16.08.2017 (3,5 суток). Спад будет наступать, если перерыв в выпадении дождя будет равен времени, необходимому для наступле-

ния пика паводка. Следовательно, это дает основание применить к почвенно-грунтовому стоку принцип Мальвани (предельных интенсивностей), как в условиях вне креолитозоны.

Кроме этой особенности – количественной характеристики стока – при дальнейшем анализе установлено, что гидрографы на водосборах порядка 15 км² вышли за границы линии дождя, и при расчете объема стока оказалось, что коэффициент стока больше 1, т.е. к створу сооружения пришло воды больше, чем выпало осадков.

Теплые осадки легко проникают через крупнообломочные грунты склонов (осыпи, кумулики), каналы корневой системы растительного покрова, а также распространенные михорфяные толщи (водонасыщение 80 %), полностью впитываются и достигают водоупора в виде ВГВМГ. Затем, стекая, возвращаются в русло гидрографической сети. Места разгрузки почвенно-грунтового стока могут перемещаться по склону, и часто в процессе стока происходит выклинивание части воды и переход от фильтрационного к поверхностному, а при дальнейшем стекании возможна инфильтрация вновь. Температура воды выпавшего дождя значительно выше температуры грунтов деятельного слоя. По нашим наблюдениям, температура осадков составляет 15–16 °С, в зонах разгрузки – 3–4 °С, в ручье наблюдается незначительное повышение температуры до 6–7 °С.

Таким образом, происходит мощный теплоток в грунт, так как количество теплоты, необходимое на нагревание грунта, меньше, чем на оттаивание льда в мерзлых породах. Выявлено в ходе исследований, что большая часть теплоты (больше 80 %) расходуется на преодоление нулевой завесы.

Необходимо собирать статистическую информацию по объемам стока у малых искусственных сооружений на вечномерзлых грунтах. Для этого в нашей дорожной лаборатории был разработан прибор, способный в автономном режиме собирать и обрабатывать информацию. Зная площадь водосборного бассейна, выпавшие осадки и количество воды, поступившей к створу сооружения, мы можем сделать выводы о фазовых превращениях порового льда и переходе воды из твердого состояния в жидкое, который создает дополнительный слой стока, накладывающийся на фильтрационный слой.

Следовательно:

- при прогнозировании стока необходимо учитывать, что коэффициент стока больше 1 и что к створу сооружения приходит воды больше, чем выпало осадков;
- при проектировании малых искусственных сооружений на вечномерзлых грунтах необходим учет геофизических и грунтово-гидрологических условий территории [1–3].

Список литературы

1. Слабожанин Г.Д. Гидрометрия: учеб. пособие. Томск, 2014. 58 с.
2. Павлов А.В., Малкова Г.В. Современные изменения климата на Севере России. Альбом мелкомасштабных карт. Новосибирск, 2005. 54 с.
3. Максимов Е.В. Учение о ритмах в природе. СПб., 2000. 117 с.

УДК 622.691.4.054

А.О. Сурда

Научный руководитель – канд. техн. наук *Д.А. Шупранов*
 Сибирский федеральный университет

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Газификации регионов России подразумевает дифференцированный подход к газификации с учетом наличия в регионах запасов природного газа и развития имеющихся месторождений, а также возможность использования альтернативных энергоносителей, включая сжиженный и компримированный природный газ (СПГ и КПП), сжиженный углеводородный газ (СУГ).

При высоком уровне газификации в европейской части РФ остается открытым вопрос газификации отдаленных и труднодоступных населенных пунктов. При значительном удалении потребителя и малой численности жителей этих поселений сетевая газификация становится неэффективной, и потребители, находящиеся на таких территориях, лишены возможности использовать природный газ. Особенно остро эта проблема стоит в восточных регионах РФ, где магистральные газопроводы практически недостижимы, а строительство распределительных газопроводов экономически неэффективно. Решением данной проблемы может стать развитие автономных систем газоснабжения [1].

Так, при годовом потреблении газа до 38 млн м³ автономная газификация на СПГ становится выгодной при удалении потребителей свыше 50 км (рис. 1), а при годовом потреблении 75 млн м³ – свыше 90 км (рис. 2).

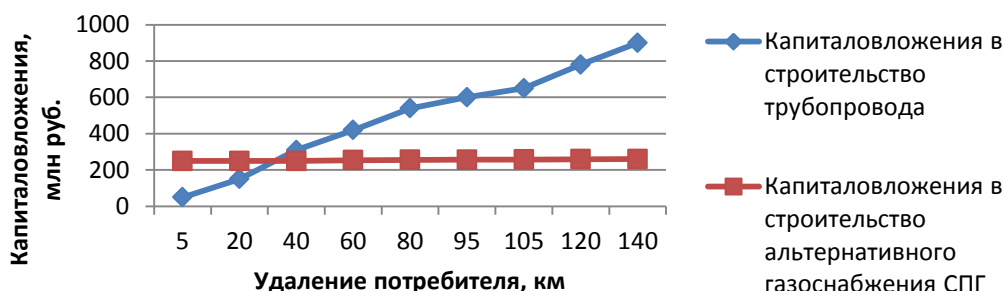


Рис. 1. Расчет экономической эффективности двух вариантов газификации: трубопроводной и автономной – на СПГ при годовом потреблении газа до 38 млн м³

Схем автономной газификации на СПГ выглядит следующим образом: с мини-завода по сжижению природного газа топливо транспортируется в специализированных криогенных

емкостях до парка хранения и регазификации СПГ. Затем, после процесса регазификации, газ подается через узел коммерческого учета по газораспределительным сетям низкого давления конечному потребителю – на жилые и промышленные объекты.

Забор топлива, согласно схеме, осуществляется с газопровода-отвода, который идет от магистрального газопровода к газораспределительной станции. На подходе к газораспределительной станции сделана врезка и проложена труба (внутренним диаметром 150 мм и с минимальным давлением 35 атм.) непосредственно к предприятию.

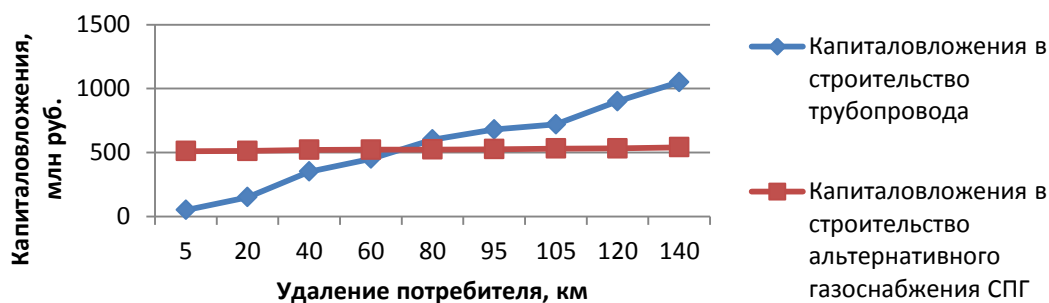


Рис. 2. Расчет экономической эффективности двух вариантов газификации: трубопроводной и автономной – на СПГ при годовом потреблении газа до 75 млн м³

Поступающий на заводскую установку сетевой газ сжижается с использованием азотного холодильного цикла. Данный метод использует разницу температур получения жидкого метана (–161 °С) и жидкого азота (–196 °С). Поэтому задача цикла – непрерывно сжимать азот компрессором и пропускать его через турбодетандер, в котором потенциальная энергия газа преобразуется в механическую энергию; при этом газ, совершая работу, охлаждается. Полученный жидкий азот направляется в теплообменник, куда, в свою очередь, поступает природный газ, предварительно уже прошедший на заводе адсорбционную очистку (газовые потоки, остающиеся после данной очистки, будут использоваться для работы генераторов мощностью порядка 1,2 МВт, обеспечивающих систему автономного энергоснабжения завода).

Далее в теплообменнике жидкий азот отдает свой холод метану, что за счет разницы температур позволяет добиться его полной конденсации, а сам, испаряясь, возвращается в газообразное состояние и снова поступает в компрессор. Жидкий природный газ сливается в специальные двухстенные резервуары для хранения СПГ.

Доставленный в населенный пункт сжиженный природный газ сливается в емкости, входящие в состав комплексов приема, хранения и регазификации СПГ, которые сконструированы из продольно-оребрённых труб. Проходя через них, сжиженный газ нагревается теплом атмосферного воздуха (учитывая климатические особенности региона, предусмотрен искусственный подогрев) и переходит в изначальное газообразное состояние. Затем природный газ по внутрипоселковым газопроводам поступает в дома и котельные.

Процесс регазификации идет непрерывно, что гарантирует бесперебойное газоснабжение потребителей. Станции по хранению и регазификации СПГ (СПХР) оборудованы телеметрической аппаратурой, и постоянное присутствие сотрудников не требуется, но необходимы регулярные осмотры и техническое обслуживание оборудования специалистами.

Исходя из всего перечисленного, можно сделать вывод о том, что газификация отдаленных и труднодоступных регионов России становится выгодной и возможной при применении автономной системы газоснабжения на СПГ.

Список литературы

1. Коцур М.И. Пилотный проект автономного газоснабжения в Пермском крае // Газовая промышленность. Производство, транспортировка, хранение и использование сжиженного природного газа. 2011. № 668.

УДК 621.892.2

Д.В. Агровиченко

*Научные руководители – д-р техн. наук Б.И. Ковальский, д-р техн. наук Ю.Н. Безбородов
Сибирский федеральный университет*

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ДОЛИВОВ НА ПОКАЗАТЕЛИ ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО МОТОРНОГО МАСЛА М-10Г₂К

В процессе длительной эксплуатации двигателей внутреннего сгорания моторное масло изменяет свои физико-химические и эксплуатационные свойства. Скорость и особенности старения масла и, как следствие, ресурс его работы, зависят не только от степени форсирования, температурных показателей работы двигателя, качества горюче-смазочных материалов, технических показателей автомобиля и износа деталей, но и от системы доливов, вызванных увеличением угара масла в результате износа цилиндропоршневой группы. Однако влияние доливов на состояние моторных масел и их ресурс изучены недостаточно.

Целью настоящей работы было определение влияния доливов на показатели термоокислительной стабильности минерального моторного масла М-10Г₂К.

Исследование предусматривало использование прибора для термостатирования масел, разработанного на основе запатентованного способа определения термоокислительной стабильности [1], фотометра для определения оптических свойств при окислении [2] и электронных весов для установления объема испарившегося масла.

Термоокислительная стабильность моторного масла исследовалась при температурах 160, 170 и 180 °С в течение времени достижения коэффициентом поглощения светового потока величины, равной 0,7–0,8. Влияние доливов на окисление масла учитывалось путем сравнения результатов их испытания без доливов и с ними. В процессе испытания масло перемешивалось с частотой вращения мешалки 300 ± 2 об/мин, что имитировало условия его работы в двигателе.

Технология испытания состояла в следующем. Проба испытуемого масла массой $100 \pm 0,1$ г заливалась в стеклянный стакан и термостатировалась при заданной температуре с перемешиванием. После каждых 8 ч испытания стакан с испытуемым маслом взвешивался, определялась доля испарившегося масла и отбиралась проба окисленного масла для прямого фотометрирования при толщине фотометрируемого слоя 2 мм, затем проба повторно взвешивалась и подвергалась очередному циклу испытания.

При испытании с доливками проба масла после повторного взвешивания доливалась товарным маслом до первоначальной массы 100 г и подвергалась очередному циклу испытания, а масса доливаемого масла регистрировалась в протоколе испытания.

В результате проведенных исследований установлено, что:

- доливы масла неоднозначно влияют на процессы окисления. Так, при температурах испытания 180 и 160 °С доливы понижают интенсивность окисления, а при температуре 170 °С существенного влияния не оказывают;
- испаряемость масла не зависит от доливов при температурах 170 до 180 °С. Незначительные различия наблюдаются лишь при температуре испытания 160 °С.

Список литературы

1. Пат. № 2274850 РФ МПК G01N 25/02. Способ определения термоокислительной стабильности смазочных материалов / Б.И. Ковальский, С.И. Васильев, Ю.Н. Безбородов, В.В. Гаврилов. Оpubл. 20.04.2006, Бюл. № 11.
2. Ковальский Б.И., Сокольников А.Н., Шрам В.Г. Фотометрический метод контроля температурной стойкости моторных масел и влияния продуктов температурной деструкции на противоизносные свойства // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 3. С. 50–53.

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА



УДК 662.76

С.К. Апресян

Научный руководитель – канд. техн. наук *Е.А. Соловьёв*
Сибирский федеральный университет

ЦЕНТРОБЕЖНО-ВИХРЕВОЙ АППАРАТ ДЛЯ ТОНКОЙ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА

За последние десятилетия в России резко возросло количество добываемой высокосернистой нефти. Вместе с этим повысились экологические требования к качеству нефти и нефтепродуктов. С 2002 г. в России обязательно выполнение условий стандарта [1], ограничивающего содержание сероводорода и легких меркаптанов в товарной нефти. Согласно этому стандарту, массовая доля сероводорода для первого и второго видов нефти должна составлять не более 20 и 100 ppm соответственно.

Существуют различные физические и химические методы очистки нефти от сероводорода. Применение химических методов приводит к ухудшению качества нефти, поскольку продукты реакции частично или полностью попадают в товарную нефть [2–4]. Кроме того, постоянная потребность в реагентах значительно увеличивает эксплуатационные расходы на очистку нефти. При использовании физических методов сероводород переводится в газообразное состояние вместе с другими легкими фракциями углеводородов, что позволяет совместить процесс очистки нефти от сероводорода со стабилизацией, ориентированной на получение нефти с заданным давлением насыщенных паров. Ввиду сказанного предпочтительна физическая очистка нефти от сероводорода путем удаления этого коррозионно-активного и опасного для человека и окружающей среды компонента с последующей его утилизацией.

На сегодняшний день в нефтяной промышленности применяются несколько технологий очистки нефти от сероводорода, основанных на физическом воздействии [5–7]. При этом традиционные технологии базируются в основном на применении громоздких колонных аппаратов, которые работают недостаточно эффективно и характеризуются высокими удельными затратами на изготовление и обслуживание. Поэтому актуальной проблемой является разработка новых высокоэффективных и низкзатратных технологий очистки нефти от сероводорода.

В данной работе было выполнено исследование современных промышленных и нетрадиционных технологических процессов и аппаратов для очистки нефти от сероводорода. В ходе исследования было выявлено, что наиболее перспективным для создания новой высокоэффективной технологии очистки нефти от сероводорода, позволяющей достигать 20 ppm и менее, является применение центробежно-вихревых аппаратов.

На рисунке представлена принципиальная схема аппарата. Разрабатываемый аппарат работает следующим образом. Исходная нефть через подводящую трубу и тангенциальный патрубок 3 подается внутрь корпуса 2. Закрученный поток нефти, вращаясь вдоль цилиндриче-

ской стенки корпуса 2, опускается вниз. Из-за возникающего перепада давлений сероводород десорбируется из нефти и удаляется через центральную трубу 5. Для поддержания определённой толщины вращающегося слоя нефти служит кольцевая перегородка 6. Поток нефти дробится на струи, проходя через отверстия 4 в нижней части корпуса, что способствует выделению остаточного сероводорода, и выходит через сливной патрубок 7.

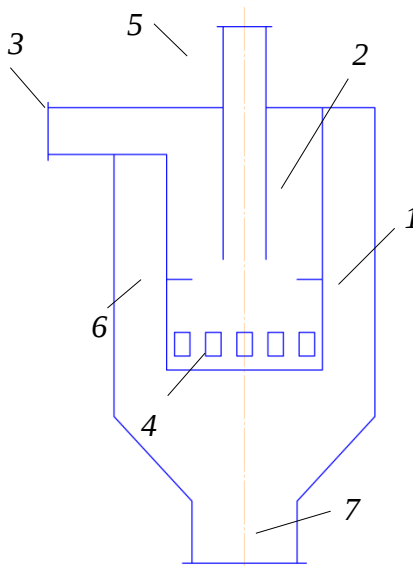


Рисунок. Принципиальная схема аппарата:

1 – корпус; 2 – емкость; 3 – тангенциальный патрубок; 4 – отверстия; 5 – газоотвод;
6 – внутренние граничные перегородки; 7 – патрубок отвода нефти

Предлагаемый аппарат имеет следующие преимущества по сравнению с традиционными промышленными аппаратами:

- высокая эффективность в процессе тонкой очистки нефти от сероводорода;
- простая конструкция;
- высокая надёжность;
- низкая материалоемкость;
- низкая себестоимость изготовления аппарата;
- низкие эксплуатационные затраты.

Список литературы

1. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2006. 12 с.
2. Установка очистки от сероводорода, компримирования и осушки от влаги нефтяного газа / В.Ф. Жеребцов; техническая разработка ЗАО «ИНТЕХ».
3. Пат. RU № 2 418 035 С2 Российская Федерация. Способ очистки нефти и газоконденсата от сероводорода и меркаптанов / У.М. Джемилев, Р.М. Саматов, Р.Р. Саматов [и др.]. Заявл. 17.03.2008; опубл. 27.09.2009. 7 с.
4. Пат. RU № 2 466 175 С2 Российская Федерация. Нейтрализатор сероводорода и способ его использования / А.М. Фахриев, Р.А. Фахриев. Заявл. 06.08.2008. опубл.: 10.11.2012. 9 с.
5. Технологии очистки нефти от сероводорода / Р.З. Сахабутдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 82–85.

6. Латыпов Д.Н. Основные проблемы и пути решения комплексной очистки газовых выбросов больших объемов // Вестн. Казан. нац. исслед. технологич. ун-та. 2011 № 8. С. 340–344.
7. Пат. RU № 2 363 514 С1 Российская Федерация. Десорбер очистки нефти от вредных газов / Б.А. Зимин, Н.Г. Маликов; заявл. 26.11.2007; опубл. 10.08.2009. 10 с.

УДК 661.961.6

В.А. Белокопытов

Научный руководитель – *ст. преподаватель Р.А. Ваганов*
Сибирский федеральный университет

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ВОДОРОДА ИЗ ТОПЛИВНОГО ГАЗА И ВОВЛЕЧЕНИЕ ЕГО В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

В данной работе предлагается решение, позволяющее эффективно извлекать водород из топливного газа АО «АНПЗ ВНК» с последующим его вовлечением в технологический процесс.

Актуальность работы обусловлена тем, что получение водорода является весьма дорогостоящим процессом, что оказывает значительное влияние на прибыль НПЗ. Поскольку доля тяжелого сырья в нефтепереработке возрастает, а экологические требования ужесточаются, эти затраты вынуждают нефтепереработчиков уделять больше внимание эффективному получению водорода и его рациональному применению [1].

В последнее время в российской нефтеперерабатывающей промышленности возросла роль гидрогенизационных процессов, в связи с этим внимание специалистов фокусируется на рекуперации водорода из отходящих газов различных установок.

В предлагаемом проекте предлагается решение, с помощью которого будет возможно выделить водород из топливного газа на мембранной установке с последующим использованием его в качестве сырья для других установок АО «АНПЗ ВНК». Внедрение данного проекта позволит избежать перепадов давления в топливной сети АО «АНПЗ ВНК» за счет оптимального компонентного состава топливного газа.

Эффективность предлагаемой схемы подтверждают технологические и экономические расчеты, а также анализ ориентировочной стоимости модернизации производства.

Таким образом, модернизация схемы топливной сети АО «АНПЗ ВНК» является целесообразной и эффективной [2; 3].

Список литературы

1. Справочник процессов переработки газов. Получение водорода (Мембранное разделение Polysep) // Нефтегазовые технологии. 2006. № 8. С. 11.
2. Пакет проектной документации. Установка производства водорода ОАО «АНПЗ ВНК».

3. Инструкция ОАО «АНПЗ ВНК» по эксплуатации заводской сети топливного газа. № П2-04 СП-202 И-008. Версия 2.00.

УДК 66.092.89

J.D. Appiah, P.L. Shapovalov

Scientific adviser – *Phd F.A. Buryukin*
Siberian Federal University

STUDY OF YIELDS AND QUALITY OF COKE

Aim: to find out how temperature and residence time affects the yield and the quality of coke formed from FCC, tar and coal pitch at standard conditions.

The yield and quality of petroleum coke depends on the feedstock quality and also the operating parameters of the process. This article compares the yield and quality of coke obtained from FCC, tar and coal pitch at various temperatures and residence time.

Three experiments were conducted using each feedstock (FCC, tar, coal pitch) for a period of 5 hours for each. To find out the effect of residence time on the coking three sets of experiments for each feedstock were performed by first heating the samples for 4 hours to the set temperature and maintaining this temperature for another 5 hours (9 hours in total). Below is a table showing the results.

Equipment. Furnace, beam balance, desiccator cabinet.

Table 1

5 hours heating

Temperature (degrees celcius)	450	480	510
Tar			
Percentage of distillate (%)	61.458 %	72.956 %	75.919 %
Percentage of Coke (%)	27.882 %	17.357 %	7.777 %
FCC			
Percentage of distillate (%)	71.705 %	88.567 %	88.909 %
Percentage of Coke (%)	20.681 %	7.706 %	6.55 %
Coal pitch			
Percentage of distillate (%)	46.4 %	46.706 %	43.856 %
Percentage of coke (%)	43.7 %	42.116 %	43.556 %

Percentage of coke by weight decreased for all three samples when the operating temperature was increased. Percentage of distillate by weight also increased as temperature was increased. Coal pitch gave the highest yield of coke in both experiments. Comparison between the two experiments shows a much linear relationship for temperature and decrease in coke yield of the 9 hours of heating than the 5 hours of heating.

Table 2

9 hours. (4 hours heating up, 5 hours holding)

Temperature (degrees celcius)	450	480	510
TAR			
Percentage of distillate (%)	69,833%	71,807%	68,938%
Percentage of coke (%)	16,755%	15,276%	15,078%
FCC			
Percentage of distillate (%)	76,683%	81,547%	84,049%
Percentage of coke (%)	10,721%	9,825%	9,165%
Coal tar pitch			
Percentage of distillate (%)	32,974%	35,18%	37,344%
Percentage of coke (%)	47,46%	46,244%	44,4%

Conclusion. High temperatures favor cracking and this leads to the production of:

- more distillate liquids;
- lower yields of coke and hydrocarbon gas.

Hence coke formation is indirectly proportional to temperature at standard conditions.

Coal pitch gives higher percentage of coke than FCC and tar at similar conditions of temperature and pressure.

Needle coke which is the coke of choice for making graphite electrodes, is produced from highly aromatic feedstocks produced in FCC.

Recommendation. Extensive study on the blends of different feedstocks meeting needle coke specification needs to be carried out.

References

1. Sawarkar A.N., Pandit A.B., Samant S.D., Joshi J.B. The canadian journal of chemical engineering. 2007. № 85.

УДК 66-973

А.Б. Карпов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СЖИЖЕННОГО ГЕЛИЯ

В настоящее время при отсутствии национальных/межгосударственных стандартов на сжиженный гелий используются технические условия (ТУ). Наиболее распространены на сжиженный гелий ТУ 51-224-84, разработка которых осуществлялась с учётом особенностей Оренбургского гелиевого завода (ОГЗ) и требований потребителя в 80-е гг. Таким образом, с момента утверждения ТУ прошло более 30 лет, и они не учитывают современные требования и возможности аналитического оборудования (как лабораторного, так и потокового) и существующий список ГСО-ПГС и их характеристики.

В России сжиженный гелий производится на установке ОГ-500 на ОГЗ. Содержание примесей и основного вещества в сжиженном гелии нормируется в документах, устанавливающих требования к качеству продукта, планируемого к выработке на Амурском ГПЗ, и обязательно для определения. В рамках данного проекта будет организована автомобильная транспортно-логистическая цепочка с применением ISO-контейнеров, которые будут доставляться в тихоокеанские порты Владивосток и Находка. В состав логистического центра войдет не только комплекс технологических блоков, предназначенных для обслуживания криогенных ISO-контейнеров, но и установки сжижения гелия в рамках хабов.

Учитывая, что основные объёмы сжиженного гелия поставляются потребителю в высокочистом виде (чистота 99,995 % и выше), необходима разработка методологического комплекса для определения низких и сверхнизких концентраций примесей в гелии как при осуществлении процессов глубокой очистки гелия/гелиевого концентрата, так и при отгрузке, транспортировке и перегрузке товарной продукции.

В настоящее время содержание гелия в природном газе определяется по группе стандартов ГОСТ 31371. Определение состава газа осуществляется методом газожидкостной и газодсорбционной хроматографии газа с использованием детектора по теплопроводности [1].

На настоящий момент национальных и межгосударственных стандартов для определения содержания примесей и основного вещества в сжиженном гелии не существует, что обуславливает необходимость их разработки.

Одной из проблем анализа сжиженного гелия является сложность отбора проб. Схожим по методике является отбор проб СПГ. Периодический отбор проб СПГ без регазификации проводят в специализированные пробоотборники, в состав которых входит устройство дозирования и регазификации СПГ [2]. Для периодического отбора проб газов и жидкостей используется, как правило, пробоотборный контейнер постоянного давления с подвижным поршнем [3].

Однако в отличие от СПГ, имеющего температуру около 110 К, для всех детандерных циклов ожижения гелия температура сжатого гелия перед концевой дроссельной ступенью находится в пределах 8–12 К [4].

Для анализа сжиженного гелия предлагается использовать газодсорбционную систему с применением колонок, заполненных порапаком и детектированием с использованием детектора гелиевой ионизации импульсного разряда.

Принцип действия данного детектора основан на том, что ионизация инертного газа увеличивается, если при постоянном уровне облучения в него добавляют посторонний газ. В качестве газа-носителя используется гелий, а потенциал, приложенный к электродам, равен 400 В. Сочетание тритиевого источника и высокого градиента напряжения (400 В/см) приводит гелий в метастабильное состояние с потенциалом ионизации 19,8 эВ. Все вещества, для которых этот потенциал ионизации меньше, будут ионизироваться, давая положительный сигнал.

Высокая чувствительность детектора требует применения очень чистой системы, свободной от паров воды, без уноса фазы с носителя и без обратной диффузии воздуха; все это сильно увеличивает стоимость детектора; он может быть использован только с колонками, заполненными порапаком или другими твердыми сорбентами.

В качестве твердых сорбентов предложено использовать полые стеклокристаллические алюмосиликатные микросферы – ценосферы, являющиеся микросферическим компонентом летучих зол и образующиеся в процессе сжигания угля [5]. При этом в такой конфигурации предел обнаружения составляет 100 ppb по метану.

В качестве градуировочной смеси используется смесь Ne 12,4 ppм, H_2 3,1 ppм, 2,8 ppм O_2 , 0,49 ppм N_2 , 2,7 ppм CH_4 в гелии.

Таким образом, новизна данной работы заключается в том, что впервые будет разработан комплекс стандартов для определения примесей и содержания основного вещества в сжиженном гелии.

Экономический эффект от внедрения данной работы ожидается за счёт повышения точности определения состава сжиженного гелия и увеличения объёма поставляемого продукта (по основному веществу). Результаты работы могут быть использованы при разработке национальных стандартов ГОСТ Р «Гелий сжиженный. Определение состава с оценкой неопределённости. Часть 1. Руководство по проведению анализа», ГОСТ Р «Гелий сжиженный. Определение состава с оценкой неопределённости. Часть 2. Характеристики измерительной системы и статистические оценки данных», и ГОСТ Р «Гелий сжиженный. Определение состава с оценкой неопределённости. Часть 3. Определение молярной доли компонентов».

Список литературы

1. Козлов А.М., Карпов А.Б., Авакян Т.А. Определение состава природного газа методом газовой хроматографии. М.: ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. 31 с.
2. ГОСТ Р 56719–2015. Газ горючий природный сжиженный. Отбор проб. URL: <https://standartgost.ru>.
3. Карпов А.Б., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Современные методы анализа газа и газоконденсата. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 238 с.
4. Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Мещерин И.В. Расчет установки сжижения гелия. М.: ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2017. 23 с.
5. Карпов А.Б., Козлов А.М. Разработка адсорбционно-селективных технологий выделения гелия // Тезисы 69-й междунар. молодеж. науч. конф. «Нефть и газ – 2015». М.: ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. С. 161.

УДК 665.753.4:547.554

Н.О. Колобякин

Научный руководитель – канд. хим. наук *Л.С Баталина*
Сибирский федеральный университет

ВЛИЯНИЕ АРОМАТИЧЕСКИХ АМИНОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Производство современного дизельного топлива, соответствующего стандартам Российской Федерации, невозможно без процесса глубокой гидроочистки. В данном процессе происходит удаление серы и азотсодержащих гетероциклических соединений, обладающих стабилизирующим действием.

В процессе хранения и эксплуатации под действием растворенного кислорода воздуха в топливе начинают накапливаться низкомолекулярные продукты (пероксиды, спирты, кислоты), которые затем вступают в реакции полимеризации и неблагоприятно сказываются в виде отложений на стенках двигателя и топливной системе. Ввиду этого снижается КПД двигателя, а в отработанных газах увеличивается концентрация токсичных продуктов [1].

Для того чтобы избежать снижения эксплуатационных свойств дизельного топлива, в него вводят присадки – антиоксиданты, содержащие в своей основе ингибиторы радикально-цепного окисления углеводородов и повышающие устойчивость топлив по отношению к кислороду воздуха.

Известно, что антиоксиданты из ароматических аминов являются перспективными и эффективными ингибиторами свободных радикалов. В литературе широко изучено влияние антиоксидантов из ароматических аминов как присадок, увеличивающих детонационную стойкость бензинов [2]. Но влияние их на эксплуатационные свойства дизельного топлива практически не изучено.

Целью работы являлось исследование влияния ароматических аминов (п-фенилендиамин, анилин, N,N-диметиланилин) на эксплуатационные свойства дизельных топлив. Исследованы добавки ароматических аминов к межсезонному дизельному топливу (сорт Е) по ГОСТ 32511–2013 в концентрации от 0,01 до 0,1 %. Ввиду ограниченной растворимости ароматических аминов в дизельном топливе навеску предварительно растворяли в изоамиловом спирте. В качестве образцов для сравнения использовали дизельное топливо и дизельное топливо с добавкой изоамилового спирта.

В результате исследования установлено влияние добавки ароматических аминов на смазывающую способность и предельную температуру фильтруемости. Определение связывающей способности проводили с использованием HFRR-метода. Предельную температуру фильтруемости дизельного топлива определяли по ГОСТ Р 54269–2010 с использованием автоматического прибора ISL FPP 5Gs со встроенным криостатом.

Как представлено на рисунке, *а*, введение *п*-фенилендиамина в минимальной концентрации (0,01 %) способствует значительному улучшению смазывающей способности дизельного топлива. При этом уменьшение количества функциональных аминогрупп и введение метильных заместителей к аминогруппе существенно ее ухудшает. Известно, что ароматические углеводороды проявляют положительный эффект на противоизносные свойства дизельных топлив уже при небольших концентрациях. Увеличение полярности гетероатомных замещенных аминов, образующих хемосорбционные пленки на поверхности трущегося металла, способствуют уменьшению пятна износа.

Введение ароматических аминов ухудшает низкотемпературные характеристики дизельного топлива (рисунок, *б*). При этом наименьшее отрицательное влияние оказывает незамещенный анилин, что связано с механизмом формирования микроструктуры кристаллов парафинов.

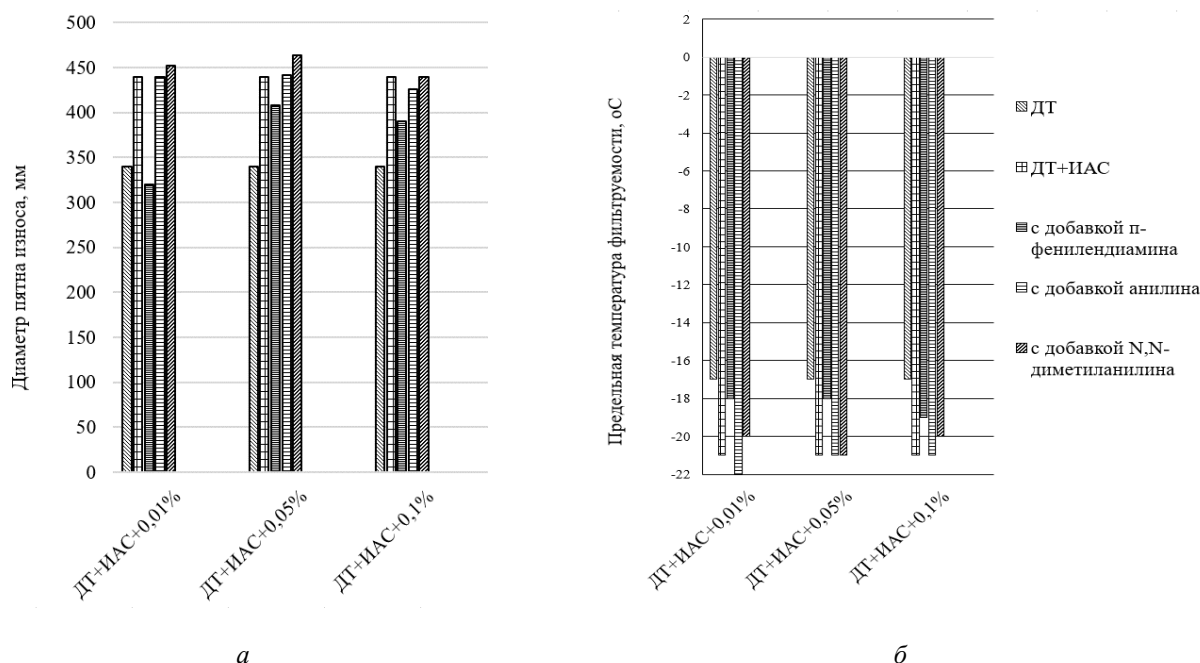


Рисунок. Зависимость показателей дизельного топлива от добавки ароматического амина:

а – смазывающая способность; *б* – предельная температура фильтруемости

Список литературы

1. Данилов А.М. Применение присадок в топливах: справ. 3-е изд., доп. СПб.: ХИМИЗДАТ 2010. 368 с.
2. Исследование антидетонационных свойств некоторых азотсодержащих соединений *N*-метил анилина и других аминов применительно к прямогонным и товарным бензинам А-76 и А-92 / Ю.Д. Батрин, Т.В. Рудакова, М.К. Старовойтов, М.И. Якушкин // Нефтепереработка и нефтехимия. 1999. № 3. С. 23–26.

УДК 665.71

А.Д. Кондратенко

Научный руководитель – д-р техн. наук **Ф.Г. Жагфаров**
 РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ОЛОВОСОДЕРЖАЩИЙ ИНГИБИТОР КОКСООБРАЗОВАНИЯ ДЛЯ ПИРОЛИЗА БЕССЕРНИСТОГО СЫРЬЯ

В случае получения низших олефинов из метана, который является основным компонентом природного газа, возможно несколько вариантов не прямых процессов. Одним из таких является сочетание технологии Фишера – Тропша, или *gas-to-liquid* (GTL) [1], с традиционным процессом пиролиза (рисунок).

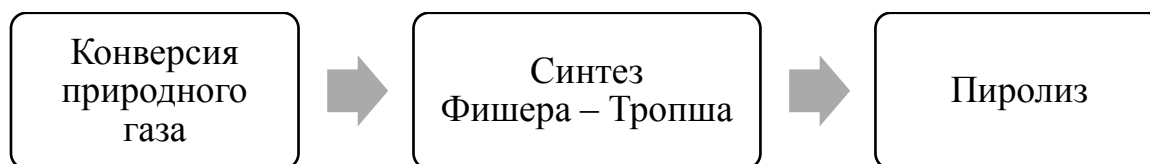


Рисунок. Схема получения олефинов из природного газа пиролизом синтетической нефти

Исследование процесса термического пиролиза проводили в лабораторной установке проточного типа. Процесс осуществляли в стальном реакторе U-образной формы диаметром 10 мм и длиной 250 мм.

Особенностью данного реактора является то, что он изготовлен из стали, по своему составу близкой к промышленным печам пиролиза, это позволяет получить более точные результаты. Реактор U-образной формы также позволяет моделировать наиболее уязвимые места промышленных установок. На входе в верхней части реактора имеется штуцер для возможности подвеса в среднюю часть реактора металлического кольца для определения интенсивности коксообразования.

Измерение количества образующегося кокса были проведены методом термогравиметрического анализа на приборе фирмы NETZSCH (Германия). Для проведения анализа использовалось кольцо, изготовленное из стали. После измерения площади кольцо подвешивалось в зоне протекания процесса пиролиза на время проведения опыта, после чего подвергалось регенерации в токе азот/кислород, фиксируя при этом изменение массы.

При проведении экспериментов проводилось сравнение выходов основных продуктов пиролиза, а также интенсивности коксообразования при пиролизе синтетической бензиновой фракции, полученной в процессе Фишера – Тропша, и нефтяной прямогонной бензиновой фракции. Результаты проведенного исследования показали, что по сравнению с пиролизом нефтяного бензина при пиролизе GTL-фракции наблюдается значительно более интенсивное образование углеродистых отложений ввиду отсутствия в GTL-бензине соединений серы – ингибиторов коксообразования [2].

Для снижения коксообразования в GTL-бензиновую фракцию в качестве ингибитор было добавлено серосодержащее соединение – диметилсульфид (ДМС). Кроме того, было решено испытать соединения олова в качестве ингибитора коксообразования для пиролиза GTL-бензина.

Результаты проведенных исследований показали, что по сравнению с нефтяной фракцией выход этилена при использовании GTL-фракции с ингибитором выше на 6 % масс., пропилена – на 5 % масс. (таблица), а уровень коксообразования ниже, чем при пиролизе нефтяного бензина [3]. При этом оптимальное время контакта составляет 0,4–0,5 с. При дальнейшем увеличении времени контакта происходит увеличение коксообразования.

Таблица

Состав газов пиролиза при времени контакта 0,4 с

Компонент	GTL-бензин, %		Нефт. Бензин, %	
	в пирогазе	на сырье	в пирогазе	на сырье
Изобутан	0,01	0,02	0,02	0,04
Изобутилен	0,97	2,14	2,50	4,21
н-бутан+бутены	1,06	4,34	6,46	10,89
Бутадиен	0,14	0,29	0,42	0,68
н-Пентан	0,09	0,27	2,52	5,47
C6	0,05	0,16	1,09	2,82
C7+	0,01	0,02	0,14	0,42
Метан	32,45	20,48	30,06	14,48
Диоксид углерода	0,45	0,79	0,31	0,41
Этилен	28,81	31,83	29,83	25,15
Этан	2,82	3,34	2,59	2,34
Пропилен	7,71	12,78	5,91	7,47
Пропан	0,20	0,34	0,04	0,06
Водород	23,05	1,82	17,56	1,06
Моноксид углерода	2,17	0,39	0,55	0,46
ВСЕГО	100	79,08	100	75,97

Таким образом, для синтетической бензиновой фракции подобран комбинированный ингибитор на основе серо- и оловосодержащих соединений. Это позволяет сократить расходы на регенерацию и делает целесообразным использование природного газа для получения этилена и пропилена посредством пиролиза GTL-бензиновой фракции. Следует отметить, что данный ингибитор можно применять не только для синтетической бензиновой фракции, но и для пиролиза углеводородов с ультранизким содержанием соединений серы.

Список литературы

1. Перспективы освоения Штокмановского ГКМ с применением технологии Фишера – Тропша / А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, И.В. Мещерин, Ф.Г. Жагфаров // Тр. X Всерос. науч. молодежной конф. с междунар. участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Арктика и её освоение» / Нац. исслед. Том. политехн. ун-т, 2017. С. 349–351.
2. Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М. Использование синтетической бензиновой фракции в качестве сырья для пиролиза. 2016. С. 200–204.
3. Использование синтетической бензиновой фракции в качестве сырья для пиролиза / А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, Ф.Г. Жагфаров, А.М. Козлов // Переработка углеводородного сырья. Комплексные решения. 2016. С. 132–133.

УДК 66.092-977

А.С. КривошееваНаучный руководитель – канд. техн. наук **А.М. Козлов***РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина***ПРИМЕНЕНИЕ СИНХРОННОГО ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПИРОЛИЗА БЕССЕРНИСТОГО СЫРЬЯ**

Пиролиз широкой фракции лёгких углеводородов, пропан-бутановых фракций, а также прямогонных бензиновых фракций является основным источником газообразных олефинов и ароматических углеводородов для нефтехимической промышленности. Но при уменьшении объемов прямогонных нефтяных бензиновых фракций в перспективе в качестве сырья следует рассматривать и синтетические жидкие углеводороды, получаемые из природного газа или иного органического углеродсодержащего сырья, которые не включают серосодержащих соединений из-за особенностей производства. Учитывая, что серосодержащие соединения рассматриваются как вещества, уменьшающие коксообразование, то при применении не содержащего серу сырья следует ожидать повышенного коксообразования [1; 2].

В работе для определения коксовых отложений на металлическом кольце, помещенном в реакционную зону кварцевого реактора, в качестве сырья применялись прямогонные бензиновые фракции, полученные при перегонке синтетических жидких углеводородов, пиролиз проводился при температуре 820 °С, времени контакта 0,5 с и разбавлении водяным паром 40 % масс. в течение 3 ч.

Рассматривая синхронный термический анализ (СТА) как совмещение термогравиметрии (ТГ) и дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) при проведении испытаний, возникает возможность одновременного определения как потерь массы, так и выделяющегося тепла [3].

Были проведены опыты без добавления серосодержащих соединений и с добавлением этилмеркаптана (100 ppm S на сырье) и проведен анализ отложений. При выполнении СТА-анализа кольцо продувалось смесью 10 % кислорода и 90 % азота (общий расход 50 мл/мин) при 25 °С в течение 30 мин, в дальнейшем температура повышалась со скоростью 10 °/мин до 800 °С. Для каждого выжига кокса были характерны несколько ступеней потери массы, что можно связать с наличием различных коксовых отложений и их распределением.

В результате выполнения работы показано, что при пиролизе жидких синтетических бензиновых фракций добавление серосодержащих соединений значительно (до 2 раз) снижает коксовые отложения.

Список литературы

1. Оценка эффективности процесса пиролиза с использованием GTL-бензиновой фракции / А.Б. Карпов, И.В. Мещерин, А.Л. Лapidус [и др.] // Нефтегазохимия. 2016. № 1. С. 14–18.

2. Влияние ингибиторов на коксообразование и содержание ароматических углеводородов в тяжелой смоле пиролиза / А.Б. Карпов, А.Д. Кондратенко, А.М. Козлов, Ф.Г. Жагфаров // Газовая промышленность. 2016. № 2 (734). С. 41–44.
3. Карпов А.Б., Жагфаров Ф.Г., Козлов А.М. Снижение коксоотложения в печах пиролиза с помощью ингибитора коксообразования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2015. № 11. С. 21–25.

УДК 662.76

Д.А. Крутых

Научный руководитель – начальник цеха № 17 **В.В. Крети́нин**
АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании»

МОДЕРНИЗАЦИЯ ВЫНОСНОГО ПАРКА СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ПРИЕМА И ХРАНЕНИЯ ОКТАНОВЫШАЮЩИХ ПРИСАДОК

В связи с бизнес-планом на 2018–2022 гг. по развитию АО «АНПЗ», т.е. строительством комплекса гидрокрекинга (ГК), фракция изобутана и нормального бутана будет направлена на данную установку для ведения технологического процесса. Перед нами появляется задача: задействовать шаровые буллиты в технологии. Для решения данной задачи рассмотрим вариант приема, хранения и выдачи октановышающих присадок или привозных компонентов автобензинов на станцию смешения, обеспечим увеличение объемов парка по хранению присадок на 3 600 м³, т.е. на 2 530 т.

Необходимо произвести дополнительную установку нового оборудования, прокладку технологического трубопровода и выполнить врезки, за счет данных изменений удастся задействовать в технологии шаровые буллиты.

На сегодняшний день ВПСГ специализирован для приема сжиженного газа с установки ЛК-бус. Прием широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) идет в емкости Е30–Е37, в дальнейшем происходит отгрузка на двухстороннюю железнодорожную эстакаду, рассчитанную на 24 вагоно-цистерны. В данный момент предназначенные емкости для приема, хранения и отгрузки изобутана и нормального бутана не задействованы в производстве, так как ведется строительство газофракционирующей секции (ГФС), на которой производят изобутан, нормальный бутан и пропан. В соответствии с бизнес-планом на 2018–2022 гг. предполагается, что после запуска ГК вся фракция нормального бутана и изобутана будет направлена на установку ГК для конверсии водорода, необходимого для ведения технологического процесса, получения H₂. Отметим, что по данному плану суточная отгрузка ПБТ составит около 83 т в сутки, такой показатель в разы ниже отгрузки на сегодняшний день, а изо- и нормальный бутан поступать не будут, следовательно, один путь можем задействовать под прием присадки, также 6 имеющихся емкостей, по 600 м³ каждая, будут не задействованы в производстве.

Таким образом, чтобы избежать консервации оборудования, имеющиеся емкости необходимо задействовать для приема, хранения и отгрузки октаноповышающей присадки. Отметим, что увеличение объема присадки для хранения и ведения бесперебойного производства приведет к более редкой закупки, имеющиеся запасы рассчитаем, чтобы закупки производить в месяца с наименьшей стоимостью.

Специфика работы будет заключаться в приеме октаноповышающих присадок из вагоноцистерн в имеющиеся емкости, общим объемом составит 3 600 м³, полезный объем составит 3 420 м³, 2 530 т, суммарный объем равен 9 130 т (таблица).

Таблица

Затраты на покупку оборудования для модернизации ВПСГ

Наименование оборудования	Цена, руб.	Количество, шт.	Общая сумма, руб.
УНС-100	18 760	24	450 240
Насос ЦН 90/100	38 980	2	77 960
Металлорукава высокого давления из нержавеющей стали	12 365	24	296 760
Кран шаровый	3 185	24	76 440
Клапан дыхательный закрытого типа	10 200	12	122 400
Трубопровод, $d = 100$ мм	650	370	240 500
Трубопровод, $d = 80$ мм	530	30	15 900
Клиновое задвижка, $d = 100$ мм	4 360	5	21 800
Клиновое задвижка, $d = 80$ мм	3 980	5	19 900
Обратный клапан	8 600	2	17 200
РГС заглубленный, 25 м ³	236 000	1	236 000
Проведение экспертизы проекта	500 000	1	500 000
Прочие расходы	300 000	–	300 000
ИТОГО			2 375 100

Затраты на доставку оборудования примем равным $Z_d = 115\,000$ руб. (Информация предоставлена специалистами АО «АНПЗ».)

Затраты на строительно-монтажные работы рассчитаем по формуле

$$Z_{\text{смп}} = Z_o \cdot 0,13,$$

где Z_o – затраты на покупку оборудования; 0,13 – коэффициент, учитывающий затраты на СМР от суммы приобретаемого оборудования. (Информация предоставлена специалистами АО «АНПЗ».)

Подставим полученные данные в формулу

$$Z_{\text{смп}} = 2\,375\,100 \cdot 0,13 = 308\,763 \text{ руб.}$$

Затраты на проектирование $Z_{\text{пр}} = 107\,500$ руб. (Информация из справочника базовых цен на проектирование по объектам нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.)

Таким образом, сумма затрат на модернизацию рассчитаем по формуле

$$Z_m = Z_o + Z_d + Z_{\text{смп}} + Z_{\text{пр}},$$

$$Z_m = 2\,375\,100 + 115\,000 + 308\,763 + 107\,500 = 2\,906\,363 \text{ руб.}$$

Итак, определили сумму затрат на модернизацию. Учтем, что в соответствии с действующим бизнес-планом на 2018–2022 гг. данный проект актуально вводить в работу с 2020 г., так как по плану получение продукции от ГФС рассчитано на июль 2019 г., а запуск комплекса ГК – на январь 2020 г., соответственно, отгрузка изобутана и нормального бутана будет продолжаться около 6 месяцев, прежде чем будет поступать на комплекс ГК.

По запланированному бизнес-плану на 2020 г. известна потребность МТБЭ. Из исходных данных рассчитаем потребность присадки на месяц. Следует учесть, что в 2020 г. на АНПЗ не будет производиться ремонта:

$$x = \frac{M}{365} \cdot 30,$$

где x – необходимое среднемесячное количество тонн МТБЭ; M – масса МТБЭ, необходимая на год; 365 – количество дней работы; 30 – условное количество дней в одном месяце,

$$\frac{44\,079}{365} \cdot 30 = 3\,622,9 \text{ т.}$$

Из расчета видим, что для ведения технологического процесса необходимо 3 622,9 т МТБЭ каждый месяц. В случае реализации проекта нормативный суммарный запас парка высокооктановых присадок ориентировочно составит 9 130 вместо 6 600 т.

В соответствии с фактом 2017 г. можно сделать вывод о том, что минимальные цены на присадку зафиксированы в апреле, июне, июле, августе и ноябре. В сентябре и октябре цена на МТБЭ достигала максимального значения, это связано с внешними причинами.

Предположим, что на 01.01.2020 парк полностью заполнен. В феврале закупаем 3 623 т, аналогично в апреле и августе, но в ноябре и июле закупаем 7 246, данного запаса достаточно, чтобы следующую закупку произвести в новом году. Таким образом, за счет увеличения запаса покупку присадки осуществляем реже и в месяца с наименьшей стоимостью. По проведенным расчетам экономический эффект составит 62 733 381,24 руб. При запуске проекта срок окупаемости составит менее одного года [1–7].

Список литературы

1. Дунаев П.Ф. Леликов О.П. Конструирование узлов и деталей машин. М.: Академия, 2006. 496 с.
2. Каталог оборудования для нефтебаз. URL: <http://www.азснефтебаза.рф>.
3. Рахмилевич З.З., Радзин И.М., Фармазов С.А. Справочник механика химических и нефтехимических производств. М., 1985. 595 с.
4. Перечень оборудования используемого на нефтеперерабатывающих заводах. URL: <http://www.zavod-volna.com>.
5. Портал трубопроводной арматуры. URL: <http://armtorg.ru/>.
6. Объекты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности 2004 г.: справочник базовых цен на проектные работы для строительства. URL: <https://docplan.ru/Data2/1/4293855/4293855238.htm>.
7. Стандарт ОАО «АНПЗ ВНК». Интегрированная система менеджмента. Корректирующие и предупреждающие действия. URL: <http://smk.pgusa.ru>.

УДК 661.715.7

И.А. Куриленко*Научный руководитель – ст. преподаватель Э.Б. Гафарова
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

ПАССИВАЦИЯ ОЛОВОМ ЦИНК-ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Процесс получения ароматических углеводородов из пропан-бутановых фракций долгое время рассматривали как альтернативу каталитическому риформингу прягонных бензиновых фракций, но из-за быстрого закоксовывания каталитических систем и невысокой селективности процесс не нашел промышленного применения. Одним из способов снижения коксообразования является регулируемое отравление катализатора, который и был использован в данной работе.

Для частичного подавления активности катализаторов получения ароматических углеводородов можно их обработать заранее рассчитанным небольшим количеством сернистых соединений. Однако при малых межрегенерационных пробегах применение таких соединений для частичного отравления катализаторов затруднительно, поэтому необходим поиск других отравляющих веществ, которые вносились бы на стадии синтеза катализатора и не удалялись в течение большого количества циклов «реакция – регенерация».

Для решения этой задачи первоначально производилась пассивация галлий алюмосиликата (ГАС) добавлением хлорида олова при концентрациях 0,1; 0,25; 0,5 % масс. олова.

Введение олова в ГАС приводит к уменьшению конверсии пропан-бутановой смеси, увеличению селективности, уменьшению метанообразования и выхода нафталина и его гомологов. При росте концентрации олова с 0,1 до 0,5 % масс. увеличивается содержание бутанов и бутиленов в отходящих газах с 0,9 до 1,8 % об. и уменьшается содержание нафталина и его гомологов в жидкости с 9,2 до 6,4 % масс.

Анализ сырья и продуктов реакции проводился с помощью газовой хроматографии [1–3], а также на содержание ртути [4].

Исследование пассивации катализатора 5% Zn ZSM-5(90) оловом проводили при введении металла пропиткой в количестве 0,1; 0,25; 0,5 % масс. на металл. Основываясь на ранее экспериментально полученных данных и данных литературных источников по снижению доли полиядерных ароматических углеводородов в жидких продуктах при введении галогенов в катализатор, для пропитки использовали хлорид.

При введении олова конверсия пропан-бутановой смеси уменьшается, но повышается селективность, происходит снижение как метанообразования, так и выхода полиядерных ароматических углеводородов. Показатели процесса улучшаются при повышении содержания олова с 0,1 до 0,25 % масс. (выход – 48,6 %, выход полициклических ароматических углеводородов – 4,4 %, метанообразование – 9,7 %). Последующее увеличение содержания

олова в катализаторе до 2,0 % масс. снижает выход АрУ при малом повышении селективности, поэтому введение олова более 0,25 % масс. не актуально. Следует отметить, что состав продуктов реакции зависит от содержания олова (содержание бутанов и бутиленов в отходящих газах, содержание бензола и полиядерных АрУВ в жидкости).

Для сравнения показателей реакции при использовании катализатора Zn-Sn-ЦВМ (30) опыты проводились при температуре 600 °С и объемной скорости по газу 550 ч⁻¹.

При изучении зависимости конверсии, выхода и селективности процесса от содержания олова в катализаторе, включающем от 0,1 до 1,0 % масс. металла, были выявлены следующие особенности процесса: при повышении содержания олова наблюдается уменьшение конверсии ПБФ и уменьшение метанообразования, выход целевого продукта – ароматических углеводородов – проходит через максимум при содержании 0,25 % масс. олова.

Таким образом, применение добавок олова перспективно для катализатора 5 % масс. Zn-ЦВМ при ароматизации ПБФ, при этом оптимальная концентрация добавки олова составляет 0,25 % масс. (выход ароматических углеводородов составляет 50,1 %) [4].

Список литературы

1. Карпов А.Б., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Современные методы анализа газа и газоконденсата. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 238 с.
2. Козлов А.М., Карпов А.Б., Авакян Т.А. Определение состава природного газа методом газовой хроматографии: метод. указания по выполнению лабораторной работы. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. 31 с.
3. Козлов А.М., Карпов А.Б., Авакян Т.А. Определение серосодержащих соединений в природных и сжиженных газах: метод. указания по выполнению лабораторной работы. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. 29 с.
4. Карпов А.Б., Козлов А.М. Определение ртути в природном газе методом «холодного пара» // Химическая технология. Т. 12. Технология неорганических веществ и материалов тез. докл. конф. Москва, 1 января – 31 декабря 2012 г. / РАН. Отделение химии и наук о материалах. М., 2012. С. 311–313.

УДК 622.276.63

А.А. Лукин

Научный руководитель – канд. хим. наук **Ф.А. Бурюкин**
 Сибирский федеральный университет

КИСЛОТНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА КУЮМБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Интенсификация добычи нефти [1] является актуальной проблемой нефтяной отрасли. На месторождениях, уже находящихся в эксплуатации, в результате движения жидкости к забоям и проведения подземных ремонтов скважин, эксплуатирующих пласт, происходит значительное ухудшение коллекторских свойств призабойных зон пласта (ПЗП). Это приводит к «потере» части извлекаемых запасов в застойных участках пласта.

Для обеспечения лучшей гидродинамической связи пласта со скважиной, восстановления проницаемости ПЗП в настоящее время большое распространение получили обработки скважин различными кислотными композициями [2].

Целью настоящего исследования является подбор кислотных составов для обработок ПЗП Куюмбинского месторождения. Для достижения поставленной цели были проведены тесты на совместимость приготовленных кислотных составов с пластовыми флюидами Куюмбинского месторождения.

Реагенты, используемые при приготовлении кислотных составов, сведены в таблицу.

Таблица

Реагенты, используемые при проведении гидравлического разрыва пласта

Реагент, торговое наименование	Назначение	Состав, основное действующее вещество	Рабочая концентрация, % масс.
AS-DI	Диспергатор АСПО	Водно-спиртовой раствор композиции поверхностноактивных веществ	0,1
AS-IR	Стабилизатор ионов железа	Водно-спиртовой раствор органических восстановителей и комплексонов	1
AS-DA	Дезэмульгатор	Водно-спиртовой раствор оксиэтилированных и оксипропилированных спиртов	0,5
AS-CO	Ингибитор коррозии	Спиртовой раствор непредельных соединений и азотсодержащих поверхностноактивных веществ	0,1

Пробы кислотных составов с пластовыми флюидами выдерживались при температуре забоя скважины в течение 30 мин, затем проверялись на предмет разделения фаз. Результат исследования представлен на рис. 1. Тест можно считать пройденным, если по истечении 30 мин отстоя происходит полное разделение эмульсии на 2 фазы.

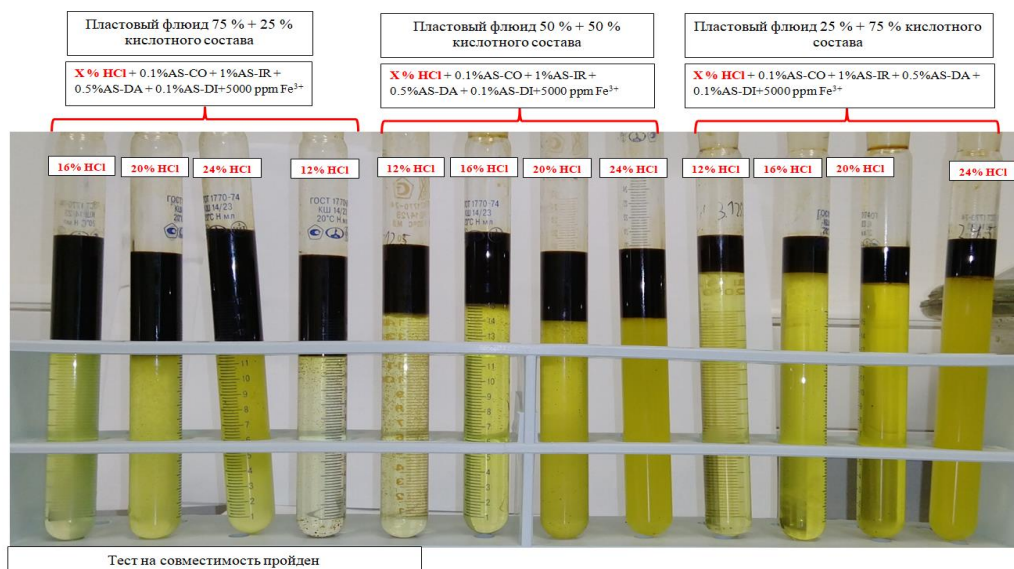


Рис. 1. Испытание на совместимость

Пробы, прошедшие тест на совместимость, далее участвовали в тесте на осадкообразование, где после нейтрализации кислоты примерно до 3 % масс. пробы выдерживались при температуре забоя скважины в течение 4 ч и далее пропускались через сито с размером ячеек 100 меш (0,152 мм). На рис. 2 представлен образец, прошедший тест на осадкообразование.



Рис. 2. Тест на осадкообразование

В заключение исследования приведем основные выводы по теме:

- 1) исследованные кислотные составы показали очень хорошую совместимость с пластовыми флюидами;
- 2) добавление присадок к кислоте обеспечивает более быстрое и четкое разделение, а также препятствует выпадению осадков;
- 3) наиболее оптимальная концентрация соляной кислоты в кислотном составе является 20 % масс.

Список литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник. М.: Недра, 1986. 377 с.
2. Комплексный подход к выбору оптимального кислотного состава для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р. Я. Харисов [и др.] // Нефтяное хоз-во. 2011. № 2. С. 78–82.

УДК 735.29

А.М. Мастюгин

Научный руководитель – канд. техн. наук *Д.Н. Жедяевский*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СПИРАЛЬНОВИТОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

Спиральновитой теплообменный аппарат является одним из видов криогенных теплообменников. Его применяют для охлаждения и сжижения природного газа в следующих процессах: SMR, C3MR, DMR, AP-X, MFC. Как правило, спиральновитые теплообменники используют в тех процессах производства сжиженного природного газа, где используется смешанный хладагент, такие процессы являются наиболее эффективными [1].

Несмотря на распространенность этих теплообменников, в настоящее время отсутствует достоверная физическая модель процессов, происходящих внутри аппарата, и методика выбора геометрических параметров аппарата. Это связано со сложностями расчета температурного режима, а именно: в процессе теплообмена внутри аппарата происходят фазовые переходы, и часть аппарата работает в двухфазной области; в теплообмене участвуют несколько потоков с разной температурой и давлением; испарение смешанного хладагента не происходит при постоянной температуре, вместо этого компоненты испаряются последовательно, причем испарение одного компонента приводит к изменению парциальных давлений и температур испарения остальных компонентов [1].

Указанные сложности приводят к тому, что в настоящее время не представляется возможным спроектировать внутреннюю аппаратуру спиральновитого теплообменного аппарата без проведения эмпирических исследований, что связано с большими затратами. По этой причине спиральновитые теплообменники либо импортируются в виде готовых изделий зарубежных компаний, либо приходят в виде готовых технических заданий на завод-изготовитель.

Для решения данной проблемы предлагается создать достоверную математическую модель процессов, происходящих внутри аппарата, с использованием верифицированного пакета конечно-элементного анализа. Такой процесс называется гидродинамическим моделированием. Наиболее достоверным пакетом для решения задач гидродинамики в данных условиях является ANSYS Fluent. Моделирование и анализ с помощью вычислительной гидродинамики позволяет избежать дорогостоящих и длительных циклов разработки типа «проектирование – изготовление – испытания» [2].

Последовательность расчета в среде ANSYS Fluent состоит из создания геометрической модели, создания сетки конечных элементов, задания потоков, после чего осуществляется расчет и вывод результатов. Искомыми являются температурные профили и профили скоростей потоков теплоносителей, фазовые переходы, количество испарившейся жидкости [3].

Обзор научных статей по данной тематике показал, что с помощью CFD моделирования были составлены математические модели теплообменников типа «труба в трубе», кожухотрубчатых и пластинчатых теплообменников, моделировался процесс теплопередачи с использованием оребренных трубок и турбулизаторов потока, проводилось сравнение конструкций теплообменников, выполненных из разных материалов. При этом расчеты в среде ANSYS показывали довольно большую сходимость с экспериментальными данными [3–5].

Определенные успехи были достигнуты в моделировании теплообмена с использованием спирально-навитых трубок. В частности, было выявлено влияние геометрических параметров трубок на коэффициент теплопередачи. Результаты расчетов соответствовали с небольшим отклонением данным, полученным на экспериментальной установке, где в качестве рабочего тела применялся жидкий пропан. Однако физические процессы в спиральновитом теплообменнике, работающем на смешанном хладагенте, до сих пор остаются мало изученными. Не проводилось моделирование аппарата с числом потоков больше двух. Кроме того, большой интерес представляет расчет уноса капельной жидкости на выходе из аппарата средствами вычислительной гидродинамики [6].

Первый этап работы заключается в моделировании спиральновитого теплообменника известной конструкции, по которому имеются эмпирические зависимости и данные по работе аппарата в промышленности.

Для получения удовлетворительной сходимости математической модели с реальными данными необходимо проводить расчет с использованием различных моделей турбулентности, которые заложены в пакет ANSYS Fluent (модели k- ϵ , k- ω , RSM и т.д.) [4].

В дальнейшем сформированную математическую модель можно будет применять для оптимизации конструкции существующих спиральновитых теплообменников, а также для конструирования новых аппаратов. Станет возможным сравнивать различные конструкции, выявляя из них наиболее эффективные.

Список литературы

1. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. М.: ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 159 с.
2. Басов К.А. Графический интерфейс комплекса ANSYS. М.: ДМК Пресс, 2006. 248 с.
3. Paresh P., Amitesh P. Thermal Analysis Of Tubular Heat Exchanger By Using Ansys // International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT). Vol. 1, Issue 8. October 2012.
4. P. Dilleswara Rao, B. Nageswara Rao. CFD simulations and validation through test data of a double pipe counter flow heat exchanger // International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT). Vol. 8, Issue 5. May 2017. P. 818–831.
5. R. Shanmuga Prakash, K. Prabhu, M. Sameer Ahamed. Heat transfer analysis of compact heat exchanger with vortex generator using CFD // International Journal of Applied Engineering Research. 2015. Vol. 10, № 85.
6. Application of entransy-dissipation-based thermal resistance for performance optimization of spiral-wound heat exchanger / Simin Wang, Guanping Jian, Jiarui Wang, Lijuan Sun, Jian Wen. // International Journal of Heat and Mass Transfer. Vol. 116, January 2018. P. 743–750.

УДК 622.279.8

Б.В. Пушнов, В.Ф. СамойленкоНаучный руководитель – канд. техн. наук *Е.А. Соловьев**Сибирский федеральный университет*

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПОДГОТОВКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВАНКОРСКОГО КЛАСТЕРА

В условиях интенсивной разработки месторождений Ванкорского кластера стоит задача рационального использования всего объема природного (ПГ) и попутного нефтяного (ПНГ) газов с начала эксплуатации с минимизацией затрат на подготовку и транспортировку [1]. В то время, как на Сузунском месторождении уже начата реализация газовой программы [2; 3], на Тагульском и Лодочном еще планируется строительство объектов подготовки и компримирования газа [4; 5]. Поэтому для нас является открытым вопрос о выборе оптимального способа подготовки газа. Опыт Ванкорского месторождения, имеющего одну из самых широких систем использования газа [6; 7], также играет большую роль.

Основными способами подготовки газа являются абсорбция, адсорбция и низкотемпературная сепарация (НТС) с использованием дросселя или турбодетандера (ТДА). На крупных месторождениях в основном применяются абсорбционный и адсорбционный способы, имеющие высокие производительность и степень осушки, но требующие больших капитальных и эксплуатационных затрат. Это обстоятельство делает использование абсорбции и адсорбции нецелесообразным на Тагульском и Лодочном месторождениях.

НТС исключает из технологической схемы дорогостоящие колонные аппараты и физические поглотители, проста в обслуживании и легко позволяет регулировать технологический процесс. Недостатками НТС с дросселем является несовершенство термодинамического процесса, падение давления в процессе эксплуатации, ведущее к повышению температуры сепарации. Применение ТДА позволяет более эффективно использовать энергию расширения газа в детандере, поэтому, согласно СТО Газпром 2-2.1-588–2011 [8], при близких технико-экономических показателях НТС с дросселем и НТС с ТДА предпочтителен вариант с ТДА.

Для осушки газа существует три технологии НТС с ТДА, разработанные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» [9] и отличающиеся термобарическими условиями в низкотемпературном сепараторе: высокого (7,7 МПа), среднего (5,5–6,3 МПа) и низкого (3–5 МПа) давлений.

Как указывается в [10], чем ниже давление в низкотемпературном сепараторе, тем выше степень извлечения жидкой фазы, поэтому при использовании технологии высокого давления при снижении давления в газопроводе возможно выпадение ретроградного конденсата, а в технологии среднего давления унос жидкой фазы является критическим. Это обстоятельство требует снижения давления в низкотемпературной сепарации до уровня технологии низкого давления, в которой полностью устраняется возможность выпадения ретроградного конденсата в газопроводе.

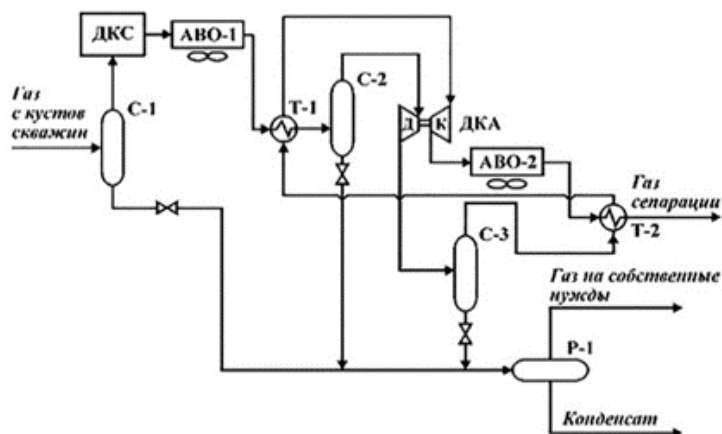


Рисунок. Принципиальная технологическая схема НТС с ТДА низкого давления

В связи с данными обстоятельствами технология низкого давления является наиболее оптимальным способом подготовки газа на Тагульском и Лодочном месторождениях.

Список литературы

1. Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф. Выбор оптимальной системы сбора, подготовки и транспорта газа Тагульского месторождения // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: сб. материалов междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых. Альметьевск: Альметьев. гос. нефтяной ин-т, 2017. С. 90–96.
2. С Ванкорского месторождения в систему ЕСГ сдано 10 млрд кубометров товарного газа // ПАО «НК «Роснефть». URL: <https://www.rosneft.ru>.
3. С Ванкорского месторождения поставлено 15 млрд м³ товарного газа // ПАО «НК «Роснефть». URL: <https://www.rosneft.ru>.
4. Началось эксплуатационное бурение на Тагульском месторождении // ПАО «НК «Роснефть». URL: <https://www.rosneft.ru>.
5. «Роснефть» начала эксплуатационное бурение на Лодочном месторождении // ПАО «НК «Роснефть». URL: <https://www.rosneft.ru>.
6. Никитина С.А. Особенности утилизации газа на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край): выпускная квалификационная работа бакалавра. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016.
7. Булчаев Н.Д., Безбородов Ю.Н. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации: монография. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. 137 с.
8. СТО Газпром 2-2.1-588–2011. Типовые технические требования к технологическому оборудованию для объектов добычи газа // Аспекты строительного проектирования. URL: <http://elima.ru>.
9. Вяхирев Р.И. Гриценко А.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 880 с.
10. Бекиров Т.М., Лончаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 596 с.

УДК 665.6-403.3

З.И. Танкиева

Научный руководитель – *ст. преподаватель Э.Б. Гафарова*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ПРИМЕНЕНИЕ СВИНЕЦ-ЦИНК-ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

В настоящее время наличие крупнотоннажных процессов риформинга и пиролиза для получения ароматических углеводородов (АрУ) определяют целесообразность дальнейшего синтеза и перспективы развития нефтехимии в стране. Это связано с широким использованием бензола, толуола, ксилолов, а также нафталина и его гомологов в качестве базовых продуктов в нефтехимии. В то же время постоянное изменение цен на сырье риформинга – прямые бензиновые фракции – отрицательно влияет на планирование развития установок риформинга. В связи с ограниченностью сырьевых источников исследования для предложения новых подходов с применением более доступного и недефицитного сырья являются актуальными. Одним из таких процессов является получение ароматических углеводородов из пропан-бутановых фракций.

Для риформинга широко используется процесс снижения избыточной активности платиносодержащих катализаторов путем предварительного осернения. Однако при малых циклах «реакция – регенерация» осернение неактуально и необходимо вести поиски иных способов снижения конверсии сырья. Одним из таких способов является ввод соединений свинца на стадии приготовления катализатора.

Первоначально было произведено исследование влияния содержания свинца при пассивации галлий алюмосиликата (ГАС). Эксперимент проводили при добавлении свинца методом пропитки из его хлорида в количествах от 0,1 до 1,0 % масс.

Введение свинца в ГАС уменьшает конверсию сырья, увеличивает селективность по ароматическим углеводородам, уменьшает метанообразование и выход полиядерных ароматических углеводородов.

Исследование пассивации катализатора 5 % Zn ZSM-5(90) свинцом проводили при введении металла методом пропитки из его хлорида в количестве 0,1; 0,25; 0,5; 1,0 % масс.

При введении свинца конверсия пропана и бутанов уменьшается, однако при этом также увеличивается селективность по целевым продуктам, уменьшается метанообразование и выход полиядерных ароматических углеводородов. Показатели процесса улучшаются при введении свинца от 0,1 до 0,5 % масс. (выход АрУ – 47,6 %, выход полициклических АрУ – 3,5 %, метанообразование – 9,9 %). Последующее добавление свинца в катализаторе до 2,0 % масс. значительно снижает конверсию пропан-бутановой фракции при повышении селективности, поэтому введение свинца более 0,5 % масс. не актуально. Существует зависимость и состава продуктов реакции от концентрации свинца (содержание битиленов в га-

зах, содержание бензола, ксилолов и нафталина в жидкости). Таким образом, введение свинца в катализатор Zn-ZSM-5 (90) является целесообразным.

При введении свинца конверсия ПБФ уменьшается, при этом также наблюдается увеличение селективности по ароматическим углеводородам, уменьшение метанообразования и выхода полиядерных ароматических углеводородов. Согласно экспериментальным данным актуально введение свинца от 0,1 до 0,5 % масс. (выход АрУ – 47,6 %, выход полициклических – АрУ 3,5 %, метанообразование – 9,9 %). Однако дальнейшее повышение содержания свинца в катализаторе значительно уменьшает конверсию ПБФ при росте селективности, поэтому введение свинца более 0,5 % масс. нецелесообразно. Количественный состав продуктов ароматизации ПБФ зависит от концентрации свинца (содержание бутиленов в газах, содержание бензола, толуола, ксилолов и нафталина в жидких продуктах). Таким образом, добавка свинца в катализатор Zn-ZSM-5 (90) целесообразна.

Для сопоставления каталитических свойств катализатора Zn-Pb-ЦВМ (30) на основании ранее проведенных опытов была выбрана температура 600 °С и объемная скорость по газу, равная 550 ч⁻¹. При изучении зависимости основных показателей процесса ароматизации ПБФ от содержания свинца в катализаторе, содержащем от 0,1 до 1,0 % масс., были выявлены следующие закономерности процесса: при повышении содержания свинца наблюдается уменьшение конверсии сырья, а также снижение метанообразования. Выход АрУВ проходит через максимум при содержании 0,5 % масс. свинца.

Таким образом, введение свинца перспективно для катализатора 5 % масс. Zn-ЦВМ при ароматизации компонентов сжиженных углеводородных газов и ШФЛУ, при этом оптимальная концентрация свинца составляет 0,3–0,5 % масс. (выход ароматических углеводородов – около 50 %). На основании полученных данных об активности цинк-хромовых катализаторов в реакции ароматизации ПБФ были проведены испытания по пассивации катализатора 1 % Cr 5 % Zn ЦВМ свинцом (концентрация 0,1–1,0 % масс.).

Аналогично ранее проведенным опытам с катализатором 5 % масс. Zn-ЦВМ введение свинца также приводит к уменьшению конверсии ПБФ и выхода АрУ, увеличению селективности по АрУ, уменьшению метанообразования и выхода полиядерных ароматических углеводородов. Количественный состав продуктов ароматизации ПБФ зависит от содержания свинца [1–4].

Список литературы

1. Ароматизация пропан-бутановой фракции на модифицированном пентасиле / А.Л. Лapidус, А.М. Козлов, Д.С. Худяков, А.А. Дергачев // Газохимия. 2010. № 6. С. 16–18.
2. Ароматизация пропан-бутановой фракции на пентасиле, модифицированном солями цинка / А.М. Козлов, Д.С. Худяков, А.Л. Лapidус, А.А. Дергачёв // Технологии нефти и газа. 2011. № 1 (72). С. 7–10.
3. Ароматизация смеси алканов C3-C4 на Zn-пентасиле, модифицированном оловом и свинцом / А.Л. Лapidус, А.М. Козлов, Д.С. Худяков, А.А. Дергачев // Изв. Академии наук. Серия химическая. 2011. № 3. С. 572.
4. Пат. 2603774 RUS. Катализатор процесса окислительной ароматизации низших алканов / А.М. Козлов, Е.Б. Федорова, А.Б. Карпов, К.М. Козлов. 14.10.2015.

УДК 665.64

И.О. Трашков

Научный руководитель – *и. о. начальника отдела перспективного развития А.Г. Каракулов*
АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании»

**ПРИМЕНЕНИЕ НАНОДИСПЕРСНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ
НА УСТАНОВКАХ ГИДРОКРЕКИНГА**

В условиях увеличения спроса на моторные топлива, соответствующие современным стандартам качества и ограниченности запасов традиционного нефтяного сырья, все более актуальной становится проблема эффективного использования тяжелых остатков нефтеперерабатывающих производств (гудрон, тяжелые каталитические газойли и т.д.) с целью извлечения из них максимально возможного количества светлых фракций. Поиск решения данной проблемы создает тенденции к увеличению глубины переработки нефти в нефтеперерабатывающем производстве.

По данным Федеральной службы государственной статистики на 2017 г., наличие на НПЗ процессов прямой перегонки нефти и установок, улучшающих качество прямых фракций, позволяют получить глубину не более 77 %, наличие процессов переработки вакуумного газойля увеличивает глубину переработки до 85 %. Однако переработка гудрона и тяжелых остатков вторичных процессов позволяет перейти рубеж в 85–95 %.

Тем не менее существующие на данный момент в Российской Федерации промышленные технологии гидрогенизационной переработки тяжелого сырья не обеспечивают глубину переработки выше 90 %, а выход светлых фракций по отчету ПАО «НК "Роснефть"» за 3-й квартал 2017 г. составил не более 58,4 %.

Строительство процессов переработки гудрона и тяжелых остатков вторичных процессов требует колоссальных затрат, поэтому в планах модернизации большинства нефтяных компаний они были отодвинуты на второй этап модернизации 2017–2025 гг. (первый этап – это улучшение качества бензинов и дизельного топлива).

Другой относительно крупный потребитель тяжелых нефтяных остатков – битумное производство – характеризуется сезонным режимом работы, что также не позволяет в достаточной мере решить обозначенную проблему. Так, увеличение эффективности переработки тяжелых нефтяных остатков в светлые нефтепродукты и сырье основного органического и нефтехимического синтеза является весьма актуальной задачей для стран-производителей и потребителей нефтепродуктов.

Среди всех гидрогенизационных процессов особое место занимает гидрокрекинг тяжелого остаточного сырья, благодаря которому можно получить дополнительное количество светлых фракций из тяжелого, так называемого трудно перерабатываемого сырья.

Однако до настоящего времени технологии гидрокрекинга нельзя было назвать абсолютно безотходным производством, а степень конверсии сырья доходила лишь до 75–80 % масс.

Относительно новыми и, как показывают испытания, наиболее эффективными являются технологии гидрокрекинга тяжелого сырья с применением псевдоожигенного слоя реакционной смеси с нанодисперсным катализатором. Такие процессы гидроконверсии тяжелых остатков предусматривают как использование готовых чрезвычайно активных частиц нанодисперсного гетерогенного катализатора, так и формирование их *in situ* в реакционной углеводородной среде.

В настоящее время существует множество разновидностей гидрогенизационных процессов, в частности гидрокрекинга тяжелых остатков переработки нефти. Все они предназначены для различных типов сырья (ВГО, ТГК, гудрон и т.д.), имеют довольно высокий выход легких фракций и отличаются друг от друга по аппаратному оформлению и типу каталитической системы.

В данной работе рассмотрена возможность модернизации существующего комплекса гидрокрекинга технологией с применением нанодисперсного катализатора на примере АО «АНПЗ ВНК».

Целевые реакции осуществляются в сларри-реакторах, в которых взвешенные наноразмерные частицы катализаторов формируются из прекурсоров без носителя и проявляют более высокую активность по сравнению с традиционными катализаторами. Активной формой катализатора в процессе гидроконверсии выступают главным образом сульфиды металлов (Mo, W, Ni, Co, Fe), которые генерируют из порошков или масло-, водорастворимых прекурсоров *in situ* или *ex situ* по отношению к реакционной системе.

Важно использовать *ex situ* концентрированные дисперсии, характеризующиеся малым размером частиц и высокой концентрацией активного компонента. Такие частицы катализатора обладают самой высокой каталитической активностью в реакции разрыва С–С-связей в соединениях тяжелых фракций нефтей.

Химические процессы гидрокрекинга с применением наноразмерного катализатора мало отличаются от процессов, протекающих на стационарном слое катализатора. Небольшое отличие имеет лишь процесс гидрокрекинга с образованием нанокатализатора прямо в реакционной среде (*in situ*).

В данном случае цепочка превращений начинается с образования частиц катализатора путем солюбилизации при введении в реакционную смесь водного раствора прекурсора.

В целях увеличения глубины переработки нефти, а также производства большего количества легких компонентов моторных топлив (бензин, дизель, керосин), среднерыночная стоимость которых за тонну значительно превышает стоимость тонны сырого кокса, а также топочного мазута было предложено провести модернизацию АО «АНПЗ ВНК», включив в технологическую схему строящегося в настоящий момент комплекса гидрокрекинга (ISOCRACKING) блок сларри-гидрокрекинга.

Данная модернизация не только позволит получать дополнительные количества светлых фракций, но и окажет следующие положительные эффекты:

- снизится нагрузка на существующий реакторный блок гидрокрекинга, что положительно скажется на сроке службы стационарных катализаторов;
- минимизация рисков потери прибыли при возможных простоях установки замедленного коксования или при падении цен на кокс при перенасыщении рынка;

- возможность в дальнейшем полностью перевести топливную систему технологических печей на «чистое» газообразное топливо;
- получение дополнительной прибыли за счет производства извлеченного из катализатора ванадия [1–7].

Список литературы

1. Хаджиев С.Н. Наногетерогенный катализ новый сектор нанотехнологий в химии и нефтехимии (обзор) // Нефтехимия. 2011. Т. 51. № 1. С. 3.
2. Хаджиев С.Н., Кадиев Х.М. Будущее глубокой переработки нефти: сделано в России // The Chemical Journal. Сентябрь 2009. С. 34–37.
3. Бухтияров В.И., Слинько М.Г. Металлические наносистемы в катализе // Успехи химии. 2001. Т. 70, вып. 2. С. 167–181.
4. Катализ в промышленности / В.И. Бухтияров, Б.Л. Мороз, И.Э. Бекк, И.П. Просви-рин. 2008. Спецвыпуск. С. 44.
5. Основные процессы нефтепереработки : справ. // Р.А. Мейерс, Т. Роберт А. Май-ерс (ред.); пер. с англ. яз.; под ред. О.Ф. Глаголевой, О.П. Лыкова. 940 с.
6. Соловьев Ю.И. История химии: Развитие химии с древнейших времен до конца XIX в.: пособие для учителей. 2-е изд., перераб. М.: Просвещение, 1983. 208 с.
7. Емельянов В.Е., Климова Т.А. ОАО «ВНИИ НП» // Нефтепереработка и нефтехимия. 2013. № 5.

УДК 661.715

Г.О. Трухин

Научный руководитель – *ст. преподаватель Э.Б. Гафарова*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

СОДЕРЖАНИЕ ЦИНКА И КОНВЕРСИЯ ПРОПАНА И БУТАНОВ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

На пентасилах при содержании Na^+ менее 0,1 % масс. и температурах выше 550 °С образование ароматических углеводородов (АрУВ) из пропан-бутановых фракций (ПБФ) происходит с малым выходом и селективностью. Для повышения этих показателей катализаторов ароматизации в цеолит вводят разнообразные модификаторы, наиболее распространены по литературным данным цинк, галлий и платина. Сведений о других элементах мало, либо значения выходов ароматических углеводородов АрУВ значительно меняются в зависимости от статьи [1–3].

Первоначально исследование зависимости конверсии ПБФ, селективности и выхода АрУВ от концентрации цинка проводили в присутствии катализаторов на основе цеолита

H-ZSM-5(90) со структурой пентасила, содержащих 2, 5 и 7 % масс. Zn. Катализаторы были приготовлены методом пропитки.

При 550 °С на исходном декатионированном цеолите реакция протекает с недостаточной конверсией и выходом. Введение 2 % масс. цинка в цеолит приводит к существенному увеличению конверсии 51,5 %, селективности 65,9 % и выхода АрУ 33,9 %. При увеличении содержания цинка до 5 % масс. показатели процесса улучшаются (при увеличении конверсии и селективности выход АрУВ составляет 37,0%). Дальнейшее увеличение содержания цинка до 7,0 % масс. уменьшает выход АрУВ.

Приведённые данные характеризуют каталитическую активность систем с различным содержанием цинка. С минимальным метанообразованием реакция ароматизации ПБФ протекает на образце, содержащем 2 % масс. Zn-ZSM-5 (90), но выход ароматических углеводородов ниже, чем на катализаторе с 5 % масс. Zn. С максимальным выходом ароматических углеводородов реакция проходит на катализаторе с 5 % масс. Zn при 600 °С.

При использовании цеолита H-ЦВМ со структурой пентасила с модулем 30 опыты проводили при пропитке нитратом цинка и содержании цинка 2, 5 и 7 % масс. при объёмной скорости по газообразному сырью 550 ч⁻¹ и температурах 575–625 °С.

При 600 °С на декатионированном цеолите реакция протекает с невысокими конверсией и выходом. Введение 2 % масс. цинка (из нитрата) приводит к улучшению показателей процесса: конверсия – 66,6 %, селективность – 64,3 %, выход – 42,8 %. При введении 5 % масс. цинка конверсия достигает 73,7 %, а селективность и выход АрУВ 66,3 и 48,9 % соответственно. Дальнейшее увеличение содержания цинка до 7,0 % масс. уменьшает выход АрУ.

При температуре 625 °С конверсия ПБФ и выход АрУВ уменьшались из-за повышенного метанообразования и быстрого закоксовывания катализатора. При увеличении содержания цинка в цеолите в составе жидких продуктов изменялось отношение бензол/толуол, что связано с реакцией деалкилирования.

Характерная особенность изученных Zn-пентасильных катализаторов – наблюдаемое снижение содержания пропилена и бутиленов в реакционных газах (вплоть до отсутствия) при увеличении времени контакта и росте содержания цинка. Такие изменения селективности по пропилену и бутиленам указывают на то, что олефины являются первичными продуктами превращения пропана и бутанов на пентасилах. При увеличении объёмной скорости подачи сырья олефины, которые образовались на первых стадиях процесса, не успевают участвовать в дальнейших превращениях.

Следует отметить, что на всех испытанных катализаторах содержание полиядерных ароматических углеводородов в жидких продуктах реакции при температурах выше 600 °С составляло не менее 15 % масс., что нежелательно ввиду высокой активности нафталина и его гомологов в реакциях зауглероживания на катализаторе и меньшей стоимости по сравнению с бензолом, толуолом и ксилолами. Чаще всего для введения цинка в состав катализаторов используют его нитрат. Поэтому необходимо исследование селективности ароматизации ПБФ, выхода АрУВ, состава отходящих газов и получаемых жидких продуктов, образующихся на катализаторах, приготовленных с применением нитратов и других солей цинка [4].

Для увеличения кислотности катализатора в промышленности применяется введение в его состав хлора или фтора, поэтому следует предполагать, что активность Zn-содержащего

цеолита при ароматизации парафинов возрастет с введением в цеолит галогена. В качестве способа введения галогена была выбрана пропитка цеолита хлоридом цинка вместо нитрата.

Характерные особенности полученных Zn-ZSM-5 катализаторов следующие: появление в продуктах реакции углеводородов C_5 и пропилена, увеличение содержания этана и уменьшение содержания нафталина и его гомологов в жидких продуктах. Такие изменения в продуктах превращения ПБФ свидетельствует о том, что галоген влияет на процесс.

При использовании водных растворов сульфата цинка основные показатели процесса были ниже, чем при использовании его нитрата (опыты проводились при содержании цинка 5 % масс. и объёмной скорости 550 ч^{-1}). Возможно, при этом имело место восстановление сульфат-ионов до сероводорода и нерегулируемое отложение серы и ее соединений на катализаторе.

Список литературы

1. Ароматизация пропан-бутановой фракции на модифицированном пентасиле / А.Л. Лапидус, А.М. Козлов, Д.С. Худяков, А.А. Дергачев // Газохимия. 2010. № 6. С. 16–18.
2. Ароматизация пропан-бутановой фракции на пентасиле, модифицированном солями цинка / А.М. Козлов, Д.С. Худяков, А.Л. Лапидус, А.А. Дергачёв // Технологии нефти и газа. 2011. № 1 (72). С. 7–10.
3. Ароматизация смеси алканов C_3 - C_4 на Zn-пентасиле, модифицированном оловом и свинцом / А.Л. Лапидус, А.М. Козлов, Д.С. Худяков, А.А. Дергачев // Изв. Академии наук. Серия химическая. 2011. № 3. С. 572.
4. Пат. 2603774 RUS. Катализатор процесса окислительной ароматизации низших алканов / А.М. Козлов, Е.Б. Федорова, А.Б. Карпов, К.М. Козлов. 14.10.2015

УДК 546.212

Е.А. Щербина

Научный руководитель – канд. хим. наук **Ф.А. Бурюкин**
Сибирский федеральный университет

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ НА РАЗРУШЕНИЕ УСТОЙЧИВОЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Процессы первичной переработки нефти на месторождениях предусматривают операции по обезвоживанию и обессоливанию нефти. На большинстве месторождений получение товарной обезвоженной нефти осуществляется электрохимическим методом с использованием деэмульгаторов «Геркулес 1603», «СОНДЕМ 4301С», «Decleave V1722», «СНПХ-4315ДВ», «ДИН-12». Эффективность использования деэмульгатора зависит во многом от группового

состава нефти, содержания смол, асфальтенов и парафинов, что исключает универсальность их использования. В связи с этим разработка методов определения эффективности использования деэмульгаторов и установление механизма разрушения стойких водонефтяных эмульсий является важной научной и практической задачей.

Целью исследования было изучение эффективности промышленных деэмульгаторов в процессе термохимического обезвоживания нефти методом Turbiscan на инструментальном комплексе для измерения дисперсионной стабильности Turbiscan Tower (Formulation SA). Технология Turbiscan основана на многократном оптическом сканировании виалы с образцом по высоте с регистрацией двух профилей: пропускания и обратного рассеивания ИК-излучения. Технология Turbiscan позволяет проводить анализ устойчивости подвижных образцов при температурах от 30 до 60 °С, а также при исследовании процесса дестабилизации производить расчет среднего размера частиц/капель, их объемной доли.

Исследования эффективности эмульгаторов проводились на модельной водонефтяной эмульсии, созданной на основе западно-сибирской нефти с содержанием водной фазы 5 объемных %. Стабильность эмульсий, содержащих деэмульгаторы, исследовалась в концентрационном диапазоне реагентов, применяемом на нефтепромыслах для разрушения водонефтяных эмульсий. В качестве объектов исследования были выбраны деэмульгаторы следующих марок: «Геркулес 1603», «СОНДЕМ 4301С», «Decleave V1722», «СНПХ-4315ДВ».

На рисунке приведены данные скрининга образцов, содержащих в качестве деэмульгатора «Геркулес 1603» (30 °С), критерием эффективности использования деэмульгатора был выбрана комплексная оценка – индекс устойчивости эмульсии TSI.

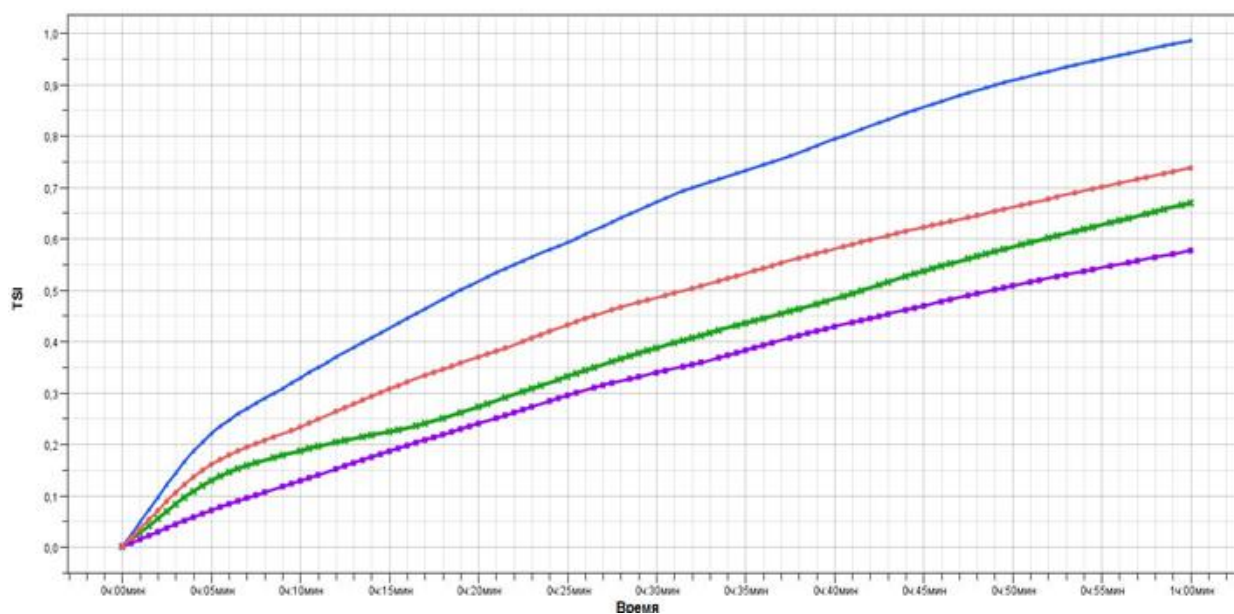


Рисунок. Кинетика дестабилизации эмульсии при 30 °С с использованием деэмульгирующей добавки «Геркулес 1603»

Проведенные исследования показали, что при добавлении 0,1 мл деэмульгатора СНПХ 4315ДВ с концентрацией 125 мг/л при температуре 45 °С наблюдалась максимальная ско-

рость разделения эмульсии 0,127 мм/мин. При понижении температуры до 30 °С и концентрации до 50 мг/л скорость разделения уменьшилась вдвое до 0,063 мм/мин.

Водонефтяные эмульсии, содержащие деэмульгаторы Decleave V1722 и «Геркулес 1603», показали более низкие значения скорости осаждения водной фазы от 0,32 до 0,77 мм/мин. Скорость осаждения при использовании реагента СОНДЕМ 4301С варьировалась от 0,55 до 0,83 мм/мин. Результаты измерений кинетики разделения модельной водонефтяной эмульсии приведены в табл. 1.

Таблица 1

Кинетика разделения модельной водонефтяной эмульсии

Скорость осаждения водной фазы, мм/мин								
Название ДЭ	Геркулес 1603Б				Decleave V 1722			
Концентрация, мг/л Температура, °С	50	75	100	125	50	75	100	125
30	0,053	0,055	0,057	0,056	0,032	0,037	0,043	0,044
45	0,067	0,077	0,057	0,052	0,039	0,042	0,05	0,054
60	0,071	0,077	0,058	0,055	0,041	0,043	0,055	0,06
Название ДЭ	СНПХ 4315ДВ				СОНДЕМ 4301С			
Концентрация, мг/л Температура, °С	50	75	100	125	50	75	100	125
30	0,063	0,083	0,11	0,12	0,055	0,067	0,07	0,075
45	0,091	0,095	0,11	0,127	0,059	0,071	0,076	0,083

На основе полученных данных было рассчитано количество выделившейся водной фазы и оценено ее качество. Результаты эффективности деэмульгатора приведены в табл. 2.

Таблица 2

Исследование эффективности деэмульгатора

Количество выделившейся водной фазы, мм								
Название ДЭ	Геркулес 1603Б				Decleave V 1722			
Концентрация, мг/л Температура, °С	50	75	100	125	50	75	100	125
30	1,6	1,65	1,70	1,68	0,95	1,31	1,40	1,52
45	2,0	2,31	1,72	1,55	1,16	1,36	1,47	1,55
60	2,12	2,32	1,74	1,65	1,23	1,41	1,52	1,61
Название ДЭ	СНПХ 4315ДВ				СОНДЕМ 4301С			
Концентрация, мг/л Температура, °С	50	75	100	125	50	75	100	125
30	1,9	2,5	3,2	3,6	1,65	2,0	2,1	2,25
45	2,73	2,85	3,34	3,83	1,77	2,13	2,26	2,49

Анализ полученных экспериментальных данных показывает, что реагенты обладают разной деэмульгирующей активностью. Наиболее эффективным является «Геркулес 1603», при его использовании наблюдается четкое разделение на водную и нефтяную фазы.

Деэмульгирующие добавки «СНПХ 4315ДВ» и «СОНДЕМ 4301С», помимо разделения на нефть и воду, также приводят к образованию прямой эмульсии «нефть в воде», что

в дальнейшем повлечет за собой унос нефтепродукта, потребует дополнительной очистки сточных вод от нефти, приведет к удорожанию процесса и снижению качества обессоливания в целом.

При использовании реагента Decleave V1722 наблюдалось неполное разделение на водную и нефтяную фазы, поэтому данную деэмульгирующую добавку не рекомендуется использовать для данного типа нефти [1–3].

Список литературы

1. Исследование деэмульгирующих и поверхностных свойств композиционных реагентов для нефтепромыслов / Р.Р. Фазулзянов, А.А. Елпидинский, А.А. Гречухина // Вестн. Казан. технологич. ун-та. 2011. № 10. С. 169–172.
2. Семихина Л.П., Семихин Д.В., Перекупка А.Г. Подбор деэмульгаторов с учетом температурного режима подготовки нефти // Нефтяное хоз-во. 2003. № 9. С. 25–27.
3. Семихин Д.В. Влияние физико-химических свойств растворов деэмульгаторов на эффективность обезвоживания нефти: дис. ... канд. физ.-мат. наук. Тюмень, 2004. 140 с.

УДК 550.38

Y.N. Suleymana

Scientific adviser – *Phd F.A. Buryukin*
Siberian Federal University

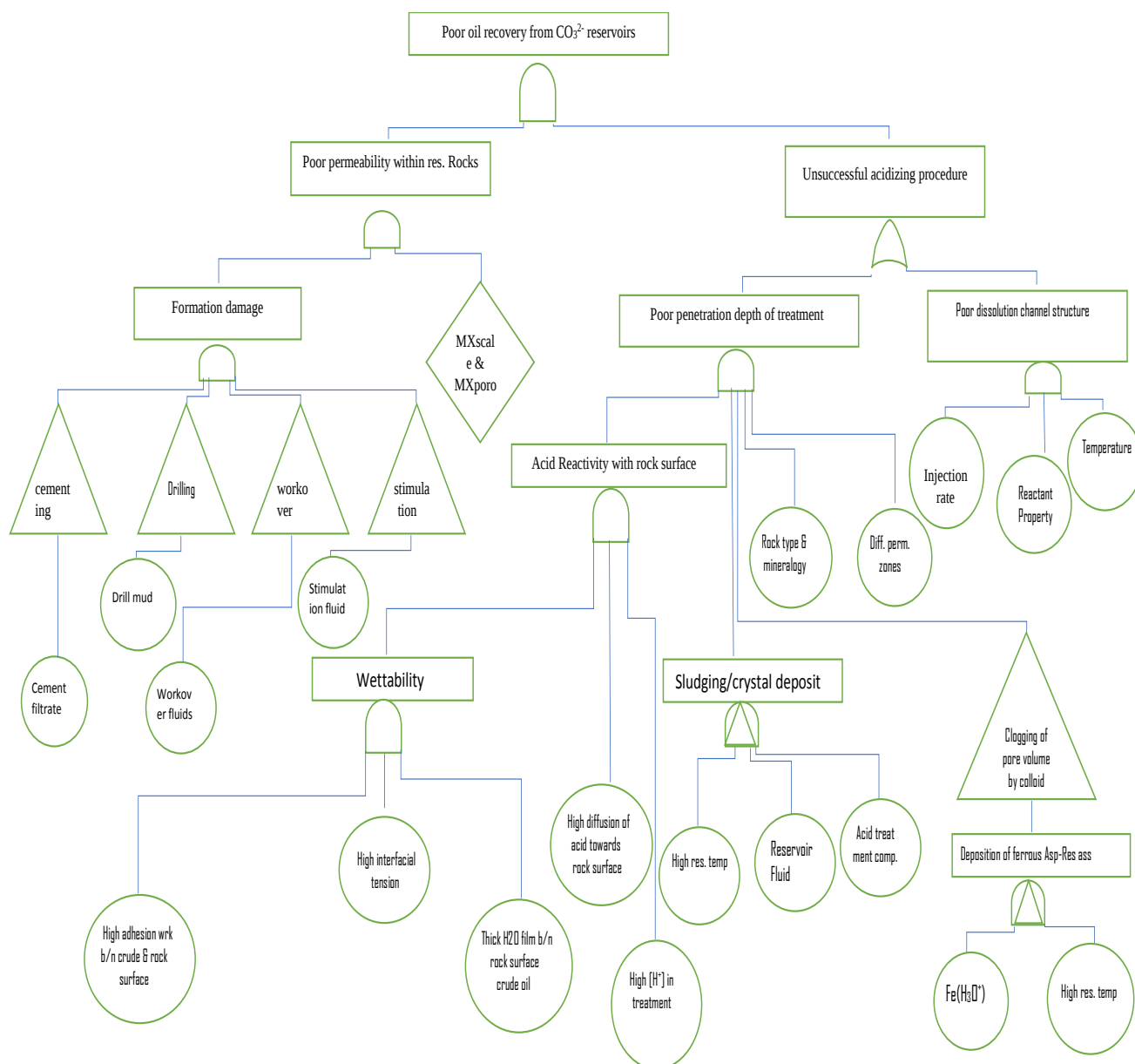
ACID COMPOSITION FOR CARBONATE RESERVOIRS TREATMENT FOR KUYUMBINSKOYE OIL FIELD

The low oil recovery is due to the several interrelated factors which have been capture in the fault tree analysis (figure). The work would design a suitable acid treatment composition on the basis Kuyumbinskoye Oil Field [1].

Formulate treatment with the appropriate combination of varying concentrations and volumes of the individual compositions, out of these formulations we select the best candidate. The selection of reagents would be based on an investigation of the kinetics of reactions between the acidferous compositions and the water- and oil-saturated rocks. The CO₂ volume released over a certain period of time during core acidizing under the formation temperature would be estimated [2]. The technique consists of using excess acid and reacting disintegrated rock saturated with either oil or reservoir water. This experiment allows for better consideration of the wettability, hydrophobization, and hydrophilization of the pore surfaces. Moreover, the use of cores and oil from specific reservoirs in the experiments increases the accuracy of the physicochemical modelling of the processes in the near-wellbore zone [3].

The Reservoir rock would be first characterized and base on this a treatment with the following composition would be formulated:

- HCl;
- an iron stabilizer or sequester to prevent asphaltene-resin colloidal precipitation;
- an antisludging or complex modifier to inhibit emulsion and sediments during interaction with reservoir fluid;
- an emulsifier to retard acid reaction.



Surfactant to decrease interfacial tension and high adhesion work between crude oil and rock surface

Figure. Fault tree analysis on poor oil recovery from carbonate reservoirs

References

1. Williams B.B., Gidley J.L., Schechter R.S. Acidizing Fundamentals; Millet the Printer, Inc.: Dallas, TX, 1979. Monograph. Vol. 6.

2. Fredd C.N., Fogler H.S. Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: Influence of transport and reaction. SPE J. 1999. 4 (Sept. 3). P. 196–205.
3. American Chemical Society / R. Y. Kharisov, A.E. Folomeev, A.R. Sharifullin [et al.] // Energy Fuels. 2012. № 26. P. 2621–2630.

УДК 622.692

Г.В. Киряев, Е.О. Малайкина

Научный руководитель – *ст. преподаватель Д.В. Агровиченко*
Сибирский федеральный университет

МЕТОДИКА ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ДВУХ БЛИЗЛЕЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Два близлежащих месторождения: «Большое» (Б) и «Малое» (М) – находятся на расстоянии 40 км друг от друга. Нефть месторождения Б высоковязкая, а нефть М сильно обводненная. Необходимо составить методику подготовки и транспортировки нефти этих двух месторождений.

Проблема заключается в следующем: существует сложность разделения водонефтяной эмульсии, а также проблемы транспортировки высоковязкой нефти.

Так как нами рассматриваются два близлежащих месторождения, то целесообразно на М по запасам месторождения установить КСП нефти с дальнейшей транспортировкой на ЦПС, который находится на территории Б по запасам месторождения.

Скважинная продукция поступает на АГЗУ, где происходит ее частичное разгазирование и дальнейший учет. Учет продукции производится при помощи турбинного объемного расходомера. Продукция поступает либо в сепаратор, откуда выделившийся газ поступает на факельное хозяйство, либо по байпасной линии сразу в коллектор.

Месторождение М. После АГЗУ нефть поступает сразу в КСП. КСП представляет собой ДНС, в составе которой находится УПСВ и установки для частичной подготовки нефти – ее обезвоживания и обессоливания.

Перед входом в КСП в коллектор добавляется деэмульгатор. На входе в КСП установлена УПСВ. В состав УПСВ входит отстойник, где под действием гравитации вода нефть и газ разделяются и движутся отдельными трубопроводами.

Отделившаяся водонефтяная эмульсия, уже с обводненностью не более 40 %, подается на вход в трехфазный сепаратор, где происходит обезвоживание и дегазация нефти до содержания воды в ней не более 10 %. Выделившийся газ из отстойника и сепаратора поступает на узел учета газа и далее на подготовку для использования в собственных нуждах (котельные, возможно на ППД).

Вода поступает в отстойник, где под воздействием гравитации от нее отделяется нефть, которая поступает в дренажные емкости, а далее – на вход УПСВ. Отстоявшаяся вода поступает на УПВ, из нее на КНС, а оттуда на ППД.

Подтоварная вода под давлением ЦНС поступает на блок гидроциклонов для отделения под действием центробежных сил крупных твердovзвешенных частиц. Далее вода поступает в сепаратор-флотатор, где посредством водогазовой флотации освобождается от нефти и взвешенных веществ. Водогазовая смесь подается в распределительную систему флотатора центробежным насосом через водогазовый эжектор, забирающий свободный газ из газовой зоны флотатора. Центробежный насос обеспечивает постоянную циркуляцию в распределительную систему того же флотатора. Очищенная вода через буферную емкость подается на вход насосов КНС. Частично обводненная уловленная нефть через накопительную емкость отправляется на вход УПН. Свободный газ, не участвующий в процессе флотации, отправляется на факел низкого давления.

Обезвоженная нефть при помощи ЦНС проходит через узел учета и подогреватель до установки электродегидратора, перед которым смеживается с пресной обескислороженной водой. Это необходимо для частичного обессоливания жидкости. Далее нефть транспортируется на месторождение Б посредством ЦНС и технологических трубопроводов, где она проходит полную подготовку. Такую подготовку нефть должна пройти для транспортировки на ЦПС на месторождении Б, так как даже небольшое содержание воды и солей в нефти повышает ее электризуемость в десятки раз.

Месторождение Б. После АГЗУ нефть поступает на ДНС, в составе которой УПСВ. На входе в УПСВ находится узел подачи деэмульгатора. УПСВ предназначена для дегазации нефти, отбора и очистки попутного газа, сброса пластовой воды под избыточным давлением. Отделившийся газ, проходя через узел учета, поступает на подготовку для собственных нужд или при авариях – на свечу сгорания. Вода поступает на УПВ, которая аналогична той, что на месторождении М. Нефть при помощи насосов ЦНС перекачивается через узел учета нефти на ЦПС. Перед ЦПС находится узел подключения технологического трубопровода с нефтью из месторождения М.

ЦПС состоит из УКПН, резервуарного парка и узлов учета. Нефть поступает на УКПН при помощи ЦНС через теплообменник. На УКПН нефть поступает в отстойник непрерывного действия, аналогичный тому, что на месторождении М. Здесь большая часть минерализованной воды осаждается и затем отводится на УПВ. Далее в поток вводится пресная вода, чтобы уменьшить концентрацию солей в оставшейся воде в нефти. В электродегидраторе, который аналогичен применяемому на месторождении М, производится окончательное отделение воды от нефти, и обезвоженная нефть через теплообменник поступает в стабилизационную колонну. За счет прокачки нефти из низа колонны через печь насосом ее температура доводится до 240 °С. При этом легкие фракции нефти испаряются, поднимаются в верхнюю часть колонны и далее поступают в конденсатор-холодильник. Здесь пропан-бутановые и пентановые фракции в основном конденсируются, образуя так называемую широкую фракцию, а несконденсировавшиеся компоненты отводятся для использования в качестве топлива.

Широкая фракция откачивается насосом на фракционирование и частично используется для орошения в колонне. Стабильная нефть из низа колонны насосом откачивается в товар-

ные резервуары. На этом пути горячая стабильная нефть отдает часть своего тепла сырой нефти в теплообменниках. Из резервуаров нефть далее транспортируется в ПСП.

Предложенная методика позволит эффективно подготовить и транспортировать нефть с месторождений М и Б. Верно расположенные подогреватели по трассе трубопровода помогут исключить проблему застывания высоковязкой нефти (самый проблемный участок – трубопровод от ЦПС до ПСП). Также тщательный подход к разделению водонефтяной эмульсии позволит эффективно обезвожить нефть.

Список литературы

1. ГОСТ Р 8.595–2002 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений: принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 30.09.2002. № 356 ст. URL: <http://www.gosthelp.ru>.
2. Сбор и внутрипромысловый транспорт скважинной продукции // Добыча нефти и газа. Изучаем тонкости вместе. URL: <http://oilloom.ru/82-transportirovka-i-khranenie-gaza-nefti-i-nefteproduktov/516-sbor-i-vnutripromyslovyy-transport-skvazhinnoj-produktsii>.

УДК 665.656.2+665.658.4+665.652.4

**В.А. Фомов, Ф.Б.О. Мурадов, Н.К. Ваганова,
А.А. Ковальчук, Р.А. Ваганов**

Сибирский федеральный университет

ОПЫТ ТЕСТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ЖИДКОФАЗНОГО СЫРЬЯ НА МИКРОКАТАЛИТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКЕ МСВ

Институт нефти и газа Сибирского федерального университета располагает уникальной каталитической установкой МСВ (Micro Catalyst Bed, Vinci Technologies, Франция), предназначенной для решения исследовательских задач по оценке работы катализаторов и разработке новых каталитических процессов переработки углеводородного сырья широкого фракционного состава.

Специально разработанная модульная конструкция установки МСВ позволяет модернизировать ее для моделирования множества процессов, включая: реакции гидроочистки, гидрокрекинга, каталитического риформинга, алкилирования, гидрогенизации и гидродесульфурация (ГДС), а также реакции окисления.

Установка состоит из следующих модулей: блок дозирования сырья, блок предварительного нагрева, реакторный блок, блок разделения жидких и газообразных продуктов. Установка МСВ оснащена автоматической системой управления с помощью интерфейса ТСР/Р и ПО, установленного на компьютер и обеспечивающего регистрацию и обработку данных. Технические характеристики установки МСВ представлены в табл. 1 [1].

Таблица 1

Технические характеристики микрокаталитической установки МСВ

№ п/п	Техническая характеристика	Значение
1	Максимальное рабочее давление, бар	200
2	Максимальная рабочая температура, °С:	
	блок предварительного нагрева	250
	реакторный блок	500
3	Скорость подачи, мл/ч:	
	газ	50
	жидкость	300
4	Объем реактора, мл	10
5	Объем загружаемого катализатора, мл	5

Нами представлены результаты тестирования системы подачи жидкофазного сырья микрокаталитической установки МСВ.

С целью выявления погрешности дозирования сырья проведен ряд пилотных экспериментов. Тестирование проведено с использованием гептановой фракции, давление Р 10 атм., температура в зоне предварительного нагрева составляет Т 250 °С, температура реактора – 500 °С. Результаты тестирования системы подачи жидкофазного сырья приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты тестирования системы подачи жидкофазного сырья на микрокаталитической установке МСВ

№ п/п	Сырье	Номинальная производительность, мл/мин	Фактическая производительность, мл/мин $(m_{исх} - m_{остатка}) / (p \cdot \text{мин})$	Погрешность подачи сырья, %
1	Гептан	1,00	0,93	-7,00
2		0,33	0,34	2,74
3		0,16	0,26	62,50

Таким образом, тестирование системы подачи жидкофазного сырья показывает, что минимальная погрешность составляет 2,74 % при расходе жидкой фазы 0,33 мл/мин. При максимальной загрузке катализатора 5 мл подобный расход соответствует 4 ч^{-1} , при минимальной загрузке катализатора 1 мл – 20 ч^{-1} . С уменьшением расхода подаваемого жидкофазного сырья наблюдается увеличение погрешности до 62,5 %. В продолжение работы планируется ряд тестов системы подачи сырья при расходе жидкости от 0,16 до 0,33 мл/мин, что будет соответствовать $2-4 \text{ ч}^{-1}$, для выявления поправочных коэффициентов расхода.

Список литературы

1. URL: <http://www.vinci-technologies.ru/node/260>.

УДК 66.092.89

Shadrack Adjei Takyi, R.A. VaganovScientific adviser – *Phd V.A. Safin**Siberian Federal University***ELEMENTAL CHARACTERISTICS OF PITCH COMPOSITION & PROPERTIES USING MIXED SOLUTION OF NEUTRAL OIL+ACIDS+PHENOLS+ORGANIC BASES**

Introduction. A pitch is a large heterogenous complex mixture of organic compounds, predominantly polycyclic aromatic hydrocarbons and some heterocyclic compounds. Pitches present quite different features, particularly in terms of structure, size and aliphatic substitution degree of the large polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) components. As such they are an important source of a wide range of different carbon materials mainly deriving from their thermal transformations.

Basically, pitches serve as important raw materials for the manufacture of electrodes & carbon anodes for electrochemical and electrothermal metallurgy. These products find also an important application in the highway and runway construction.

This present work reports a brief account on the early phase of an ongoing experiment on the characteristics of pitch sample obtained from a mixed solution of Neutral Oil + Acids + Phenols + Organic Bases. Chemical and spectroscopic techniques will be employed in order to put in evidence in terms of composition, properties, and chemical structure of the expected elements.

Methodology. Heptane of conc. 100 ml was added to a mixed solution of Neutral Oil + Acids + Phenols + Organic Bases. The solution was allowed by 48hr settling process. Asphaltene was precipitated out as a residue after the settling process and was filtered out from the solution using a filter paper. The remained filtrate was fully heated to evaporated all the solvent. This was also left with an asphaltene residue. Both residues were collected and weighed on a filter paper placed on a measuring scale. Soxhlet extraction was followed in a toluene solution in order to extract the toluene solubles and the toluene insolubles. Figure 1 below clearly explains the processes.

Expected Results. Relative to recent work which have been outlined, the experiment is expected to have similar values or within the range values. Chemical and spectroscopic techniques which would be employed in order to put in evidence in terms of composition, and properties of the expected elements must have a proximity to what has been established in table 1 below.

Table

Physico-chemical properties of pitch

Property	Value
Softening Point (°C)	107–113
Toluene Insolubles (wt. %)	16–35
Ash (wt. %)	0,1–0,5
Water Content (%)	0,0–0,2

Toluene-solubles (wt. %)	42
Specific Gravity (25/25 °C)	1,32
Flash Point (°C)	~250
Viscosity (cps)	
140°C	7,000
160°C	1,600
180°C	400
Carbon (wt. %)	~92
Hydrogen (wt. %)	~4,5
Sulfur (wt. %)	~0,6
Nitrogen (wt. %)	~1
Oxygen (wt. %)	~2
Potassium (ppmw)	2–100
Silicon (ppmw)	100–500
Zinc (ppmw)	100–600
Iron (ppmw)	50–500
Calcium (ppmw)	10–250
Lead (ppmw)	40–500
Specific Heat (Cal g ⁻¹ °C ⁻¹)	
@ 25°C	0,27 (1,13 kJ kg ⁻¹ K ⁻¹)
@ 100°C	0,34 (1,42 kJ kg ⁻¹ K ⁻¹)
Surface Tension (dyne cm ⁻¹)	
@ 160°C	~44 (0,146 W m ⁻¹ s ⁻¹ K ⁻¹)
Thermal Conductivity (Cal cm ⁻¹ s ⁻¹ °C ⁻¹)	~0.00035 (4,184 x 10 ⁻² W m ⁻¹ s ⁻¹ K ⁻¹)

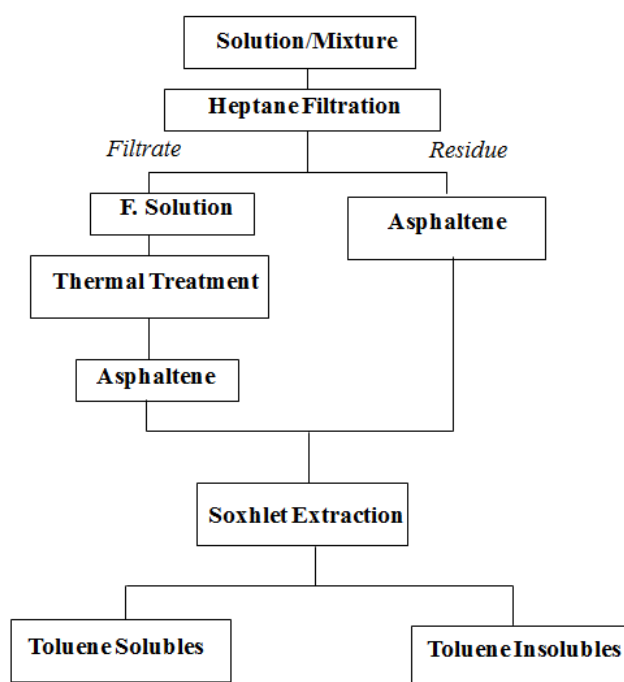


Figure. Methodology of investigation

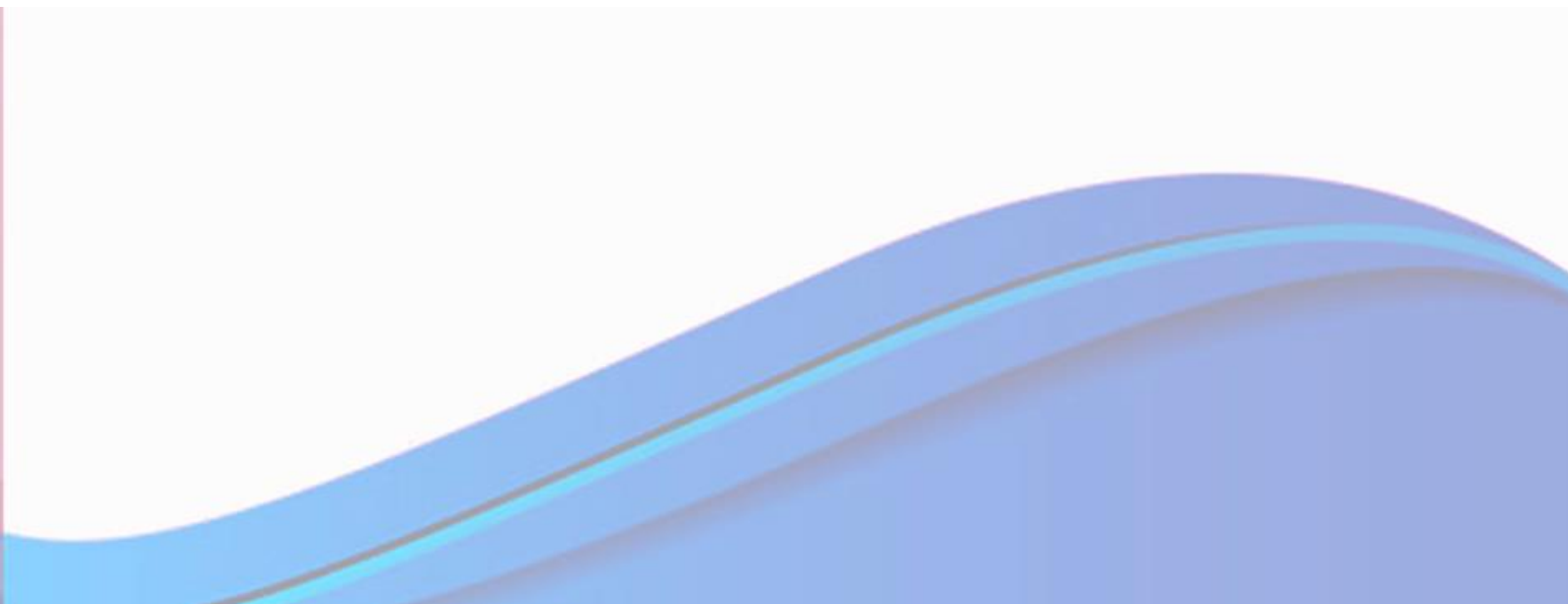
Conclusion. The pitch properties are greatly dependent on feed stock's molecular composition. The chemical complexity of a pitch requires a suitable characterization to better define its applicability.

The characterization procedure must be useful to distinguish between pitches and to predict the behavior in a given application.

References

1. Grjotheim K.A.W. Aluminium Smelter Technology. 2nd edition. Dusseldorf: Aluminium-Verlag, 1988.
2. Zander M. Chemistry and Properties of Coal-Tar and Petroleum Pitch. IN MARSH, H. & RODRÍGUEZ-REINOSO, F. (Eds.) Sciences of Carbon Materials. Secretariado de Publicaciones. 2000.
3. . Analysis of Petroleum and Coal Tar Pitches as Large PAH. Chemical Engineering Transaction. The Italian Association of Chemical Engineering / A. Barbara, T. Antonio, S. Fernando [et al.]. 2017. Vol. 57.

**ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ
И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ,
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ**



УДК 338.64

К.В. ВерховинНаучный руководитель – канд. экон. наук **Я.И. Заиченко***Иркутский научный исследовательский технический университет*

СНИЖЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Любое изделие имеет свой срок службы. Тем более, если это оно произведено не природой, а руками человека, то срок службы становится вполне конкретным. На бытовом уровне наши представления об ожидаемом сроке службы изделия увязываются со сроками гарантий, указываемых производителем в паспорте на их изделие. В реальности на эксплуатацию промышленного оборудования влияют другие факторы. Первое – это разработчик и изготовитель изделия. Те, кто занимается эксплуатацией промышленного оборудования, имеют достаточный опыт, чтобы почувствовать разницу между, например, однотипными вентиляционными установками, изготавливаемыми на авиационном заводе и заключенными в зоне, хотя гарантийные сроки в паспортах будут одинаковыми. Основы длительной эксплуатации закладываются создателями оборудования и, что бы ни писалось в сопроводительной документации, устойчивый имидж любой фирмы создаётся годами. Бойтесь новых имён и особенно дешёвого оборудования. Второе – это, без сомнения, эксплуатация. Кто бы ни изготовил ваш механизм, но с того момента, как вы начинаете его эксплуатировать, его дальнейшая судьба уже в значительной мере зависит именно от вас. Принятая на предприятии технология технического обслуживания и ремонта является важнейшим фактором, реально определяющим рабочий ресурс оборудования. Рассмотрению этих вопросов и посвящена проектная работа. Принципиально существуют две технологии технического обслуживания: по регламенту и по состоянию [1].

Обслуживание «по регламенту». Технология технического обслуживания «по регламенту», часто называемая также технологией ППР (т.е. планово-предупредительных ремонтов), базируется на простых и, на первый взгляд, очевидных вещах. Всякий механизм в процессе своей эксплуатации претерпевает постепенные изменения в техническом состоянии своих узлов, деталей, рабочих сред и т.д. В полном соответствии с совершенно справедливым законом о переходе количества в качество постепенные изменения в отдельных составляющих механизма приводят к тому, что и в целом механизм переходит из одного состояния (исправный, работоспособный) в другое (неисправный, неработоспособный). В соответствии с рекомендациями эксплуатационной и ремонтной документации на механизмы, с учетом, естественно, и собственного опыта их эксплуатации, периодически, через определенные промежутки времени необходимо производить ревизию механизма, ремонт или замену узлов, деталей, смазки и т.д. [2]. В ряде случаев эти требования являются категорическими, в других – решения о ремонтах и заменах должны приниматься по результатам ревизии, т.е. вскрытия механизма или его узлов.

Обслуживание «по состоянию». В качестве альтернативы технологии ППР при техническом обслуживании и эксплуатации механизмов роторного типа в большинстве случаев неизмеримо лучшие результаты дает использование технологии обслуживания «по состоянию» (будем для краткости называть ее «технология ПС»). Суть технологии ПС состоит в том, что техническое обслуживание механизмов ведется не только в зависимости от того, сколько механизм проработал, но и с учетом его реального текущего технического состояния, контролируемого в процессе эксплуатации без каких-либо разборок и ревизий на базе измерения соответствующих параметров работающего механизма. Для контроля и мониторинга текущего состояния механизмов и предлагается использовать вибродиагностические методы исследования оборудования.

Применение вибродиагностических методов позволит:

- технически обоснованно планировать сроки и содержание ремонтных и наладочных работ;
- планировать сроки приобретения запасных частей по мере их необходимости;
- сократить потребность в запасных частях, материалах и их запасах на складе;
- повысить ресурс и надежность технологического оборудования, продлить межремонтный период и срок службы;
- своевременно предотвращать аварийные отказы и затраты на устранение последствий аварий;
- увеличить производительность технологического оборудования, что увеличит объем и качество производимой продукции [3].

Список литературы

1. Барков А.В., Баркова Н.А. Виброконтроль, вибромониторинг, вибродиагностика, виброналадка. СПб., 2016.
2. Барков А.В., Жуковский Д.Л. Современные подходы в использовании диагностики для эффективной эксплуатации насосно-компрессорного оборудования. СПб., 2015.
3. Виброакустические системы и технологии: сайт. URL: <http://www.vibrotek.ru>.

УДК 338.45.01:62-611(47+57)

А.Д. Воробьев

Научный руководитель – д-р техн. наук **Ю.Н. Безбородов**
Сибирский федеральный университет

ТОПЛИВНЫЙ РЫНОК РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

На сегодняшний день в РФ действует 32 крупных НПЗ и около 230 мини-НПЗ. Глубина переработки нефти составляет около 75 %, продолжается модернизация производств с увеличением вторичных процессов переработки и повышением глубины переработки до 85 %.

Реконструкция нефтеперерабатывающих заводов завершится к 2020 г., и она коснется только крупных НПЗ. Однако значительно большие проблемы связаны с качеством продукции, выпускаемой малыми НПЗ.

Качество топлива на АЗС волнует каждого водителя, ведь от него зависят работа двигателя и количество вредных выбросов в атмосферу. Более того, некачественный бензин ухудшает динамику автомобиля, расход топлива увеличивается, следовательно, могут появиться трудности при запуске двигателя. Связывая качество топлив и экологию, следует отметить, что доля загрязнения автотранспортом в городах-миллионниках составляет 70–80 % от общего количества выбросов вредных веществ в атмосферу.

Одна из главных причин сверхмерного загрязнения выхлопными газами наших мегаполисов – это крайне низкое качество автомобильного топлива; вторая причина – это старые машины; третья – дороги.

Для сокращения объемов автомобильных выбросов следует использовать следующие методы:

- 1) постоянное совершенствование моделей двигателя и уменьшение корпусов автомобилей с целью минимизации потребления ими топлива;
- 2) снабжение выхлопных труб автомобилей нейтрализаторами («фильтрами»), предназначенных для очистки выхлопных газов;
- 3) внедрение автоматизированных систем регулирования движения с целью сокращения времени работы автомобильных двигателей в режиме холостого хода и набора скорости;
- 4) обеспечение городов зеленой растительностью;
- 5) перевод транспортных средств на газомоторное топливо.

Ряд причин, по которым стоит заменить моторное топливо, получаемое из нефти, на газомоторное топливо:

- 1) ресурсы газа значительно превосходят ресурсы нефти;
- 2) низкий уровень вредных выбросов в атмосферу;
- 3) среднее октановое число природного газа – 105, что выше, чем у лучших марок бензина;
- 4) двигатели на газовом топливе работают в два раза дольше;
- 5) сокращение затрат на топливо.

Стабильный рост потребления газа все еще не позволяет ему конкурировать с другими видами моторных топлив. Уровень потребления компримированного природного газа составляет 0,5 % от всех видов топлив, от газа в целом – 2,2 %.

Этому свидетельствуют следующие основания:

- 1) высокая цена переоборудования, основным топливом которых будет газ;
- 2) отсутствие развитой сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС);
- 3) низкий уровень развития технологий и техники по использованию природного газа в качестве моторного топлива.

Таким образом, основными факторами сдерживающими развитие рынка газомоторного топлива на сегодняшний день являются: высокая инвестиционная стоимость проектов, зависимость реализации проектов от государства, ограниченность предложений по предоставлению специализированного оборудования [1].

Список литературы

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учеб. пособие. 2-е изд., перераб. и доп. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. 544 с.

УДК 621.643

В.И. Пачковский, Н.А. Гуров

Научные руководители – *д-р техн. наук, Ю.Н. Безбородов, канд. техн. наук А.Н. Сокольников*
Сибирский федеральный университет

РАЗРАБОТКА МЕТОДА МОНИТОРИНГА ТРУБОПРОВОДА

Разработка систем по обнаружению несанкционированных врезок в магистральном трубопроводе остается актуальной задачей. И это не случайно, так как в самых различных отраслях промышленности в настоящее время используется огромное количество как наземных, так и подземных трубопроводов, длина которых достигает нескольких тысяч километров, в ходе этого доступ к ним чаще всего затруднен. Как известно, при эксплуатации трубопровода в нем зарождаются различные дефекты: утончения стенки, трещины, сквозные дефекты.

Также с каждым годом увеличивается количество случаев несанкционированного подключения к нефтепроводам. По оценкам экспертов, ежегодно в России похищают свыше 5 млн т нефти, а ущерб оценивается примерно в 800 млн долл. И это только прямые потери, не считая восстановительных работ и экологического ущерба. По данным ПАО «Транснефть», всего в период с 2003 по 2012 г. в России было выявлено 4 779 несанкционированных врезок в магистральные нефтепроводы.

На текущий момент все методы обнаружения утечек и несанкционированных врезок чаще всего подразделяют на две категории:

- методы постоянного контроля;
- методы периодического контроля.

Проводя анализ существующих способов по обнаружению проблемных участков, мы разработали метод по выявлению утечек на магистральном трубопроводе под названием «Наземная геолокация».

Геолокация – неразрушающее обнаружение и исследование подповерхностных объектов грунтовых сред методом радиолокационного зондирования, которое чаще всего осуществляется за счет георадаров.

Георадар представляет собой сложный геофизический прибор. Основной блок состоит из электронных компонентов, выполняющих следующие функции: формирование импульсов, излучаемых передающей антенной; обработка сигналов, поступающих с приемной антенны; синхронизация работы всей системы.

Таким образом, георадар состоит из трех основных частей: антенной части, блока регистрации и блока управления.

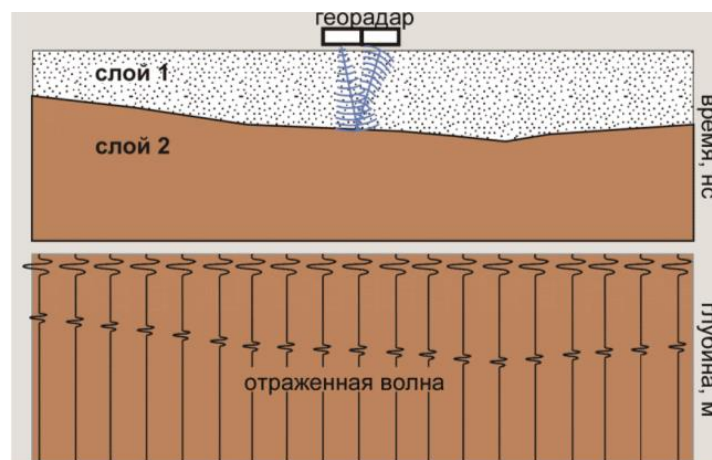


Рис. 1. Принцип работы георадара

Нами был предложен метод по обнаружению несанкционированных врезок с помощью судна на воздушной подушке (СВП). Данный метод заключается в закреплении на СВП георадаров АБ-1000 с трех сторон на высоте 30–40 см от уровня земли, которые, в свою очередь, находятся на стабилизирующей конструкции. Стабилизирующие конструкции нужны для того, чтобы убрать погрешность, которая появляется при вертикальных изменениях георадара. Принцип работы следующий: СВП перемещается вдоль изучаемой местности, в подповерхностный слой Земли излучается электромагнитный импульс, который отражается от раздела сред или включения. Отраженный сигнал принимается и записывается прибором, полученный результат отображается на экран компьютера. Эксперимент по обнаружению отводов за счет СВП показан на рис. 2.



Рис. 2. Спецтехника с георадарами

Список литературы

1. Публичное акционерное общество «Транснефть»: офиц. сайт. URL: <http://www.transneft.ru>.
2. Георадар «ОКО-2». URL: http://www.geotech.ru/market/katalog_oborudovaniya/georadar_oko.

3. Гольянов А.А. Анализ методов обнаружения утечек на нефтепроводах // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2002. № 10. С. 5–14.
4. Кирсанов В.И. Об истечении жидкости через жиклеры при больших перепадах давления. М.: Оборонгиз, 1951.

УДК 502.64

А.И. Зворыкина

Научный руководитель – канд. пед. наук **Н.Е. Лобжанидзе**
РГУ нефти и газа (НГУ) имени И.М. Губкина

РЕАКЦИЯ ЦИРКУМПОЛЯРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ НА ТЕХНОГЕННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ СО СТОРОНЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Циркумполярные территории в ресурсном отношении являются перспективным углеводородным источником. При этом освоение месторождений нефти и газа представляет собой дорогостоящий процесс, что связано со сложными климатическими условиями, а также с экологической неустойчивостью территорий.

Добыча в арктических условиях отличается высокой вероятностью аварий, что влечет за собой большую опасность для местных экосистем. Основа трофической цепи – фитопланктон, обитающий на кромке льда. Гибель фитопланктона при нефтеразливах отражается на организмах, стоящих на высших трофических уровнях. Нефтяная пленка, попадая на оперение плавающих птиц, приводит к исчезновению изолирующего слоя на коже, отчего птица может погибнуть от переохлаждения.

Таким образом, новые методы добычи в первую очередь призваны снизить аварийность процессов нефтепроизводства, а также помочь улучшить качества экологического мониторинга и введения более высоких стандартов производства.

Реализация изложенных идей позволит развить отечественную нефтегазовую отрасль, что приведет к качественному повышению уровня жизни коренного населения и людей, проживающих на арктических территориях, а также сохранить уникальность циркумполярных ландшафтов.

Список литературы

1. Стратегия освоения углеводородного потенциала Арктической зоны РФ до 2050 г. / В.П. Гаврилов, В.Ю. Керимов, А.В. Лобусев [и др.]. М.: Недра, 2016.
2. Совет по изучению производительных сил РАН. Проблемы Северного морского пути. М.: Наука, 2006.

УДК 665.62

П.Э. Иванов

Научный руководитель – канд. техн. наук **В.Г. Шрам**
Сибирский федеральный университет

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ТАГУЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Эмульсия – это гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся или малосмешивающихся жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек – глобул. Эмульсии воды в нефти относятся к дисперсным системам с развитой поверхностью, отличаются высоким уровнем свободной поверхностной энергии и с точки зрения термодинамики являются системами неустойчивыми. Это выражается в стремлении к снижению уровня свободной энергии за счет процессов укрупнения капель и самопроизвольного расслоения смеси на нефть и воду.

На устойчивость эмульсий большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами, образующие на поверхности капель адсорбционные защитные оболочки («брони»), которые препятствуют слиянию этих капель. В нефти и в пластовой воде, поднимаемых на поверхность, всегда содержатся растворенные вещества, которые способствуют образованию и повышению стабильности нефтяных эмульсий [1].

Существует условная классификация способов деэмульгирования нефти:

- на механические (фильтрация, центрифугирование, обработка акустическими и ультразвуковыми колебаниями и др.);
- термические (подогрев с отстаиванием, промывка горячей водой);
- электрические (обработка в электромагнитных полях);
- химические (обработка реагентами-деэмульгаторами).

На стадии разрушения блокирующих оболочек главным и наиболее универсальным методом является действие реагентов-деэмульгаторов.

Нефть Тагульского месторождения характеризуется как очень тяжелая с плотностью около 900 кг/м^3 и аномально вязкая. Обезвоживание такого типа нефти невозможно без применения интенсифицирующих факторов. Деэмульгирование эмульсии для данной нефти обязательно к применению, без применения этого метода разделение эмульсии будет происходить на порядок дольше, потребуется намного больше технологического оборудования и энергетических затрат.

Большое содержание асфальто-смолистых веществ и отсутствие легких фракций в составе Тагульской нефти определяют высокие значения плотности и вязкости нефти, а также аномально высокую устойчивость образуемых ею водонефтяных эмульсий. Высокая вязкость эмульсий в значительной степени осложняет условия подготовки нефти.

Кроме того, небольшая разность относительных плотностей нефти и воды ($\Delta\rho \sim 0,086$ при 20°C), существенно затрудняет гравитационный отстой (расслоение) нефти и воды, чем

обуславливает наибольшие трудности как на ступенях предварительного сброса воды, так и на стадии глубокого обезвоживания нефти.

В связи с этим рекомендуется предусмотреть использование конструкций и технологий, интенсифицирующих процесс коагуляции глобул воды в нефти.

В данной статье описано исследование по подбору наиболее эффективного деэмульгатора для разделения водонефтяной эмульсии Тагульского месторождения.

Исследование влияния температуры на устойчивость искусственных водонефтяных эмульсий проводилось путем определения кинетики отстаивания при температурах 40, 60 и 70 °С.

Пробы без деэмульгатора показали высокую устойчивость: так, за 2 ч отстаивания воды не произошло даже при нагреве до 60 °С, только при 70 °С началось образование промежуточного слоя. К исследуемым деэмульгаторам предъявлялось требование к устойчивости в климатических условиях месторождения, температура застывания деэмульгаторов не должна быть выше –45 °С. Для исследований были выбраны следующие деэмульгаторы: СНПХ4460, Кемеликс 3417х, Dissolvan V 4761.

Деэмульгаторы вводились в искусственные водонефтяные эмульсии в виде 10%-ного раствора толуол : ИПС в соотношении 50 : 50, затем водонефтяные эмульсии перемешивались в течение 3 мин. Общая продолжительность каждого эксперимента составляла 2 ч.

Для оценки эффективности деэмульгатора, оптимальной дозировки реагента и температуры на 1-й ступени сепарации (или при предварительном сбросе воды) определялась кинетика отстаивания модельных водонефтяных эмульсий с объемной долей воды 50 %.

Деэмульгатор СНПХ. Наилучший процент остаточной обводненности нефти 9 % при 40 °С показал при времени удерживания 75 мин и концентрации деэмульгатора 200 г/т жидкости. При 60 °С наилучший процент – 4 % при времени удерживания 90 мин и концентрации деэмульгатора 150 г/т жидкости. При 70 °С наилучший процент – 6 % при времени удерживания 75 мин и концентрации деэмульгатора 200 г/т жидкости.

Деэмульгатор Кемеликс 3417х. Наилучший процент остаточной обводненности нефти 2 % при 40 °С показал при времени удерживания 75 мин и концентрации деэмульгатора 200 г/т жидкости. При 60 °С наилучший процент – 6 % при времени удерживания 45 мин и концентрации деэмульгатора 200 г/т жидкости. При 70 °С наилучший процент – 6 % при времени удерживания 75 мин и концентрации деэмульгатора 150 г/т жидкости.

Деэмульгатор Dissolvan V 4761. Наилучший процент остаточной обводненности нефти 4 % при 40 °С показал при времени удерживания 60 мин и концентрации деэмульгатора 200 г/т жидкости. При 60 °С наилучший процент – 6 % при времени удерживания 75 мин и концентрации деэмульгатора 100 г/т жидкости. При 70 °С наилучший процент – 4 % при времени удерживания 90 мин и концентрации деэмульгатора 80 г/т жидкости.

Наиболее оптимальной следует считать температуру подготовки на й ступени отделения воды 40–60 °С, так как дальнейшее увеличение температуры до 70–80 °С не приводит к существенному снижению расхода деэмульгатора и времени отстаивания до достижения требуемого значения остаточной воды.

В ходе исследования получен следующий результат: для достижения требуемой остаточной обводненности нефти (20 %) рекомендуются использовать температуру подготовки

нефти 60 °С при применении деэмульгатора марки Диссольтван 4761 с дозировкой 126 г/т нефти со временем удерживания 30 мин.

Список литературы

1. Писарев М.О. Технологические процессы подготовки нефти и газа: учеб. пособие. Томск: ТПУ, 2012. 286 с.
2. Деэмульгаторы для разрушения нефтяных эмульсий // Neftegaz.ru. 2009. URL: <https://neftegaz.ru/science/view/364-Deemulgatory-dlya-razrusheniya-neftyanyh-emulsiy/>.

УДК 614.839

Д.Г. Корнилов, Д.А. Едимичев

Научные руководители – канд. техн. наук *Д.А. Едимичев*, канд. техн. наук *Е.В. Мусияченко*
Сибирский федеральный университет

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПО УЛАВЛИВАНИЮ КРУПНОДИСПЕРСНОЙ ПЫЛИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРА НА ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНЫХ ОБЪЕКТАХ

Загрязнение производственных помещений средне- и крупнодисперсными пылями является серьезной проблемой для пожарной безопасности. Некоторые виды пыли горючи и склонны к самовозгоранию. Так как частицы данного вида пыли относительно тяжелые, то она быстрее осаждается, а осевшая пыль может явиться источником зажигания для взвешенных частиц, что, скорее всего, в дальнейшем приведет к взрыву.

Как известно, для того чтобы предотвратить взрыв, нужно поддерживать концентрацию пыли либо выше ВКПР, либо ниже НКПР. Для выполнения данной задачи предприятия устанавливают аппараты для улавливания и осаждения пыли. Но, основываясь на исследованиях, можно сделать вывод, что существующие технологии очистки воздуха от пыли, используемые большинством предприятий, устарели и являются малоэффективными.

Принцип действия электрофильтров известен уже давно, однако он не получил широкого распространения на современном производстве, несмотря на все показатели эффективности и экономической выгоды. Способность электрофильтров улавливать пыль при незначительных энергетических затратах говорит о том, что данный способ пылеудаления является наиболее перспективным.

Для улавливания и осаждения пыли на предприятиях была предложена и запатентована (пат. РФ № 2333041) конструкция электрофильтра (рис. 1), способная работать более эффективно в системе вентиляции на производственных предприятиях.

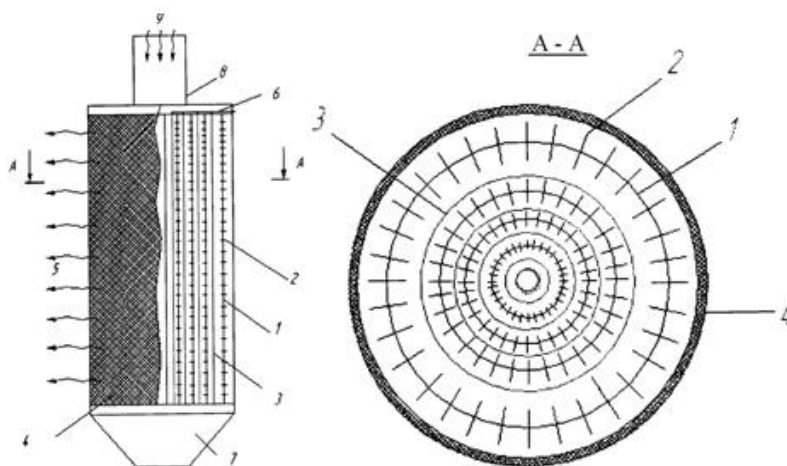


Рис. 1. Конструкция электрофильтра

Запыленный воздух 9 поступает в шахту 8, где расположены осадительные 3 и коронирующие 1 электроды. При прохождении запыленного воздуха по межэлектродному пространству частицы пыли получают от коронирующих игл 2 отрицательный заряд и под действием сил электрического поля начинают двигаться к положительно заряженным осадительным электродам 3. При прохождении воздуха через уровни радиально, вдоль цилиндрических коронирующих и осадительных электродов в сторону корпуса происходит его поэтапная очистка, затем очищенный воздух 5 выходит через пластиковый корпус 4. Пыль, осевшую на осадительных электродах, удаляют при помощи встряхивающего механизма 6 в осадительный бункер 7.

При проведении теоретического моделирования получили зависимость эффективности работы электрофильтра от скорости воздушного потока и напряжения (рис. 2).

После проведения эксперимента и обработки данных мы получили следующую математическую модель:

$$\eta = -18,976 + 9,666U + 0,425f + 5,083v_r - 0,0034Uf + 0,0122fv_r - 0,0875Uv_r - 0,23U^2 - 0,00215f^2 - 1,312v_r^2 \quad (1)$$

где U – напряжение, прикладываемое к коронирующим электродам, кВ; f – частота импульсов, с^{-1} ; v_r – скорость воздушного потока, м/с.

На рис. 2 представлены функции отклика.

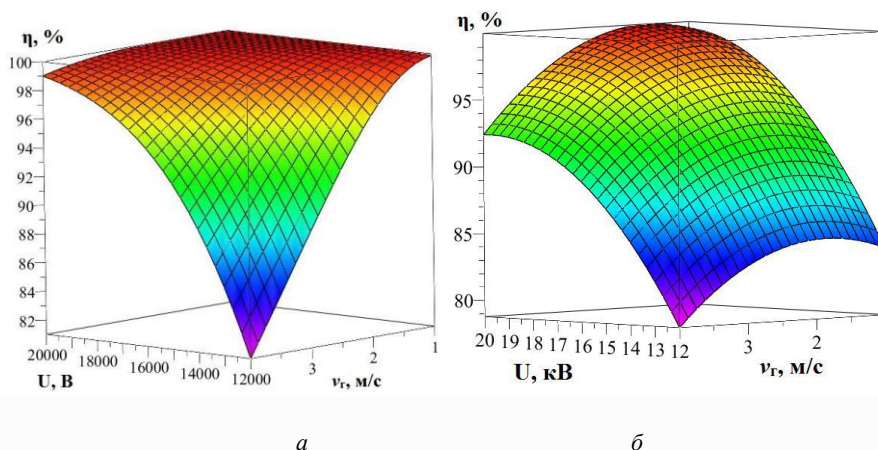


Рис. 2. Графики эффективности работы электрофильтра в ходе теоретического моделирования (а) и после проведенного эксперимента (б)

По результатам экспериментальной части можно сделать вывод, что использование электрофильтров уменьшает запыленность помещений до 97 %, что делает электрофильтр лидирующим устройством по улавливанию и осаждению пыли [1–3].

Список литературы

1. Едимичев Д.А. Улучшение условий труда операторов зерноперерабатывающего оборудования совершенствованием технологии пылеудаления: дис. ... канд. тех. наук. Красноярск: КрасГАУ, 2011. 176 с.
2. Полетаев Н.Л. Взрывоопасность пылей: дис. ... д-ра техн. наук. М., 1998. 245 с.
3. Пат. 2333041 РФ. Электрофильтр / Д.А. Едимичев; заявитель и патентообладатель КрасГАУ.

УДК 502.08.05

М.А. Лазебная

Научный руководитель – канд. пед. наук *Н.Е. Лобжанидзе*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ОЦЕНКА МОНИТОРИНГА ТРАНССАХАЛИНСКОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ ВВИДУ ИЗМЕНЯЮЩЕЙСЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ

Транссахалинская Трубопроводная система является одним из сложнейших проектов в сфере трубопроводного транспорта: подземный способ прокладки нитей, высокая сейсмическая активность острова, 19 активных тектонических разломов и более 200 водных объектов, которые пересекают трубопроводы, всегда вызывали много вопросов и споров.

В течение последних 7 лет произошло более 200 землетрясений (по данным eqalert.ru) магнитудой более 4 баллов, в зону воздействия которых попала полоса отвода трубопроводной системы.

В настоящее время эксплуатирующей компанией «Сахалин Энерджи» проводится локальный мониторинг положения трубопровода в местах активных тектонических разломов посредством геодезической съемки.

Однако землетрясения могут оказывать воздействие не только на зоны тектонических разломов, но и на изменения литогенной основы любых ландшафтов, попадающих в зону их влияния.

Помимо этого, землетрясения напрямую влияют на режим грунтовых вод, не только изменяя их уровень, но могут также и трансформировать потоки и перенаправить их, что в конечном итоге может привести к подтоплению полосы отвода трубопровода или оголению нитей в местах перехода водных объектов.

Ежегодно компания проводит мониторинг грунтовых вод, в который входит замер уровня воды и геодезические работы в местах прокладки трубопроводной системы через реки. Однако корреляции между изменениями параметров и сейсмическими событиями никогда не проводилось.

Помимо прочего, для повышения точности, быстроты реагирования и объема получаемой информации необходимо поставить вопрос об использовании данных дистанционного зондирования и съемки с беспилотных летательных аппаратов для построения мультипараметрической модели [1; 2] полосы отвода и дальнейшего мониторинга ее изменения.

Это не только позволит быстро и четко производить эффективные работы при возникновении чрезвычайной ситуации, комплексно оценивать состояние промышленного объекта, характер его взаимодействия с окружающей средой, но и моделировать на основе собранных данных возможные сценарии развития различных событий, что, несомненно, поможет избежать колоссальных потерь [3].

Список литературы

1. Акимов В.А., Лесных В.В., Радаев Н.Н. Основы анализа и управления риском в природной и техногенной сферах. М.: Деловой экспресс, 2004.
2. Гинко В.И. Экологический мониторинг в системе управления риском // Материалы I межвуз. науч.-практ. семинара «Вопросы совершенствования антикризисного управления». Иваново: ИВИ ГПС МЧС России, 2013.
3. Мавлянова Н.Г. Проблемы снижения природных опасностей и рисков // Материалы Междунар. науч.-практ. конф. «ГЕОРИСК – 2012»: в 2 т. Т. 2. М.: РУДН, 2012. 311 с.

УДК 66.078

В.Н. Мамышев, К.С. Юдаков

Научный руководитель – канд. тех. наук, доцент *А.К. Данилов*
Сибирский федеральный университет

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДРОНА ДЛЯ ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

Актуальность: на объектах нефтедобычи постоянно идет работа с потенциально опасными веществами (огнеопасными, имеющие риск детонации, самовозгорания), с которыми у нефтедобывающих компаний возникают большие проблемы в случае чрезвычайных ситуаций как в плане угрозы жизни и здоровью каждого из работников объекта, так и в плане экономики (компания терпит огромные убытки).

Проблема тушения пожаров на объектах нефтедобычи состоит в том, что в большинстве случаев огромный ущерб наносится из-за неоперативной работы по ликвидации пожара за

время, затраченное на достижения очага пожара, который часто находится в труднодоступных местах для людей и пожарных машин.

В связи с этим предлагается разработать дрон, обладающий достаточной силой тяги для подъема в воздух не только своего веса, но и средств пожаротушения (рукава, порошки, пена).

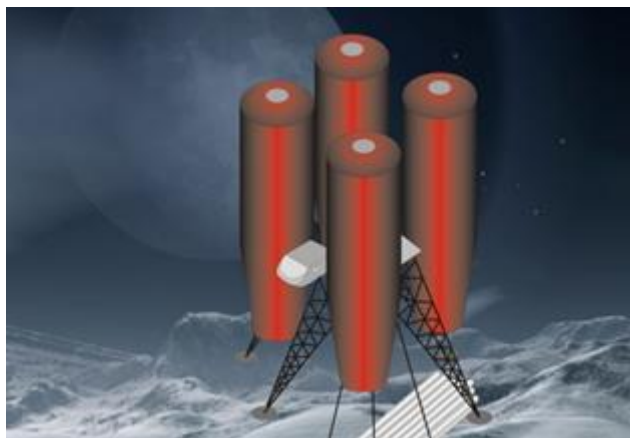


Рисунок. Схема добычи метана

Отличительной особенностью данного дрона является использование в качестве двигателей газотурбины низкого давления. Данные двигатели позволят не только обеспечить тягу, достаточную для поднятия противопожарного оборудования, но и обеспечить достаточно высокий КПД. Необходимость разработки и использования двигателей данного типа появилась из-за того, что традиционные летательные аппараты, использующие винтовые двигатели, не обеспечивают достаточной тяги при габаритах, позволяющих проводить эффективное тушение пожаров в труднодоступных местах.

В данный момент мы разработали проект данных двигателей, и ведется строительство нескольких испытательных установок, позволяющих оценить преимущество двигателей данного типа перед традиционными винтовыми двигателями. Финальная установка будет создана в ближайшее время, но по результатам испытания первых двух установок мы получили прирост тяги в полтора раза на оборотах 10 000–11 000 об/с. Данные результаты позволяют нам судить о целесообразности проведения дальнейших работ (рисунок).

Выводы: данный летательный аппарат позволит не только производить пожаротушение в труднодоступных местах, т.е. значительно сократит ущерб от пожаров на объектах нефтедобычи, но и станет основой для создания универсальной летательной платформы, сочетающей в себе высокую грузоподъемность и компактность. Такая платформа будет востребована во многих отраслях народного хозяйства [1].

Список литературы

1. Иноземцев А.А., Нихамкин М.А., Сандрацкий В.Л. Газотурбинные двигатели: учебник. М.: Машиностроение, 2007. 395 с.

УДК 665.71

О.В. Мотурняк, М.А. Лысенко

Научный руководитель – канд. хим. наук *Е.И. Лесик*
Сибирский федеральный университет

СОЗДАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОПИТОЧНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ДРЕВЕСИНЫ НА ОСНОВЕ ТЯЖЕЛЫХ ФРАКЦИЙ НЕФТИ

Почти все древесные материалы: для строительства, ремонта железных дорог, столбов линии связи и электропередач – с целью увеличения срока их службы необходимо консервировать. Так, например, неконсервированные сосновые шпалы служат не более 6–7 лет, еловые – 3–4 года, дубовые и лиственные около – 9–13 лет [1].

В настоящее время в качестве консерванта и антисептика шпал из древесины хвойных пород используют каменноугольное масло, при этом средний срок службы шпал достигает 20–25 лет. Каменноугольное шпалопропиточное масло (ГОСТ 2770–74) готовится на основе 1-й антраценовой фракции и поглотительного масла (3 : 1), которое образуется в процессе фракционирования смолы коксования каменных углей.

Наряду с преимуществами использования каменноугольного масла следует отметить, что:

- по степени воздействия на организм человека каменноугольное масло относится ко второму классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны одного из наиболее токсичных компонентов фенантрена – 0,8 мг/м (по ГОСТ 12.1.005) – относится к высокоопасным веществам (второй класс опасности);
- при пропитке древесины и эксплуатации готовой продукции происходит выделение вредных веществ в атмосферу;
- каменноугольное масло обладает высокой вязкостью, гидрофобностью, низкой проникающей способностью по отношению к древесине и высокой температурой застывания (0–5 °С).

В связи с этим разработка новых менее токсичных и технологически эффективных материалов для пропитки древесины является актуальным направлением.

В данной работе выбор базы для гидрофобизирующего состава обусловлен рядом требований, предъявляемых к выбору компонентов для производства пропиточных систем: низкой испаряемостью и невымываемостью водой из древесины, адгезионной активностью по отношению к древесине, низкой токсичностью, доступность и низкой стоимостью сырья.

Исходя из выше перечисленных требований, нами предлагается использовать в качестве гидрофобной и антисептической обработки древесины смолопарафиновую фракцию (СПФ) асфальтосмолистопарафиновых (АСПО) отложений. Использование в качестве компонента пропиточного состава АСПО решает не только задачу по замене токсичного креозота, но и задачу комплексного и эффективного использования ресурсного потенциала. По оценкам специалистов в России, ежегодно образуется несколько сотен тысяч тонн АСПО, не находящих целевого использования [2].

С целью разработки эффективной технологии пропитки древесины исследуемыми составами были выбраны два различных метода:

- пропитка гидрофильным составом на основе водной эмульсии СПФ АСПО [3];
- пропитка древесины гидрофобным составом раствора СПФ АСПО в углеводородных растворителях методом горячих и холодных ванн.

Объектами исследования являлись: СПФ АСПО отложений резервуаров для хранения товарной нефти АО «АНПЗ ВНК», состав и технология выделения, исследуемого АСПО приведен в [2]; растворители – керосин (ГОСТ 18499–73), вакуумный газойль каталитического крекинга (марка Б) и побочный продукт дистилляции терморастворения углей; вода дистиллированная, анион- и катион-поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Применяемые методы исследования:

- 1) определение основных физико-химических показателей объектов исследования, таких как: плотность, кинематическая вязкость, температура застывания и вспышки в открытом тигле, показатель преломления, агрегативная устойчивость;
- 2) масляная пропитка древесины гидрофобизирующим составом методом горячих и холодных ванн;
- 3) определение кинетики пропитки древесины и устойчивости на вымывание ее водой;
- 4) определение поверхностного натяжения критической концентрации мицеллообразования (ККМ), растворов поверхностно-активных веществ на приборе Дю-Нуи методом отрыва кольца;
- 5) оценка устойчивости эмульсии во времени по периоду полураспада.

Выводы:

- 1) в ходе проведенных исследований установлено что, для пропитки древесины гидрофобным составом раствора СПФ АСПО в углеводородных растворителях из всех перечисленных растворителей наиболее эффективно растворяет СПФ АСПО – керосин. Газойль каталитического крекинга осел на дне колбы и не растворил СПФ АСПО, так как имеет плотность больше плотности СПФ АСПО, а ППДТУ имеет очень переменный состав и расслаивается на каждом этапе исследования;
- 2) для пропитки гидрофильным составом на основе водной эмульсии СПФ АСПО для получения прямых эмульсий «масло-в-воде» установлено, что эмульгаторы СептаПАВ ХС.70, Алкилсульфонат натрия обладают наилучшей поверхностной активностью. Также данные эмульгаторы образуют стабильные во времени водные эмульсии на основе СПФ АСПО, поэтому эмульгаторы СептаПАВ ХС.70, Алкилсульфонат натрия могут быть рекомендованы для получения водоэмульсионных пропиточных составов на основе тяжелых фракций нефти [3].

Список литературы

1. Долматов Л.В., Кутуков И.Е. Нефтяной антисептик для пропитки древесины ЖТК – эффективный заменитель высокотоксичного каменноугольного масла: науч. ст. Уфа, 19 с.
2. Сотников О.В. Исследование группового состава АСПО и способы его применения в сферах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности: науч. ст. 4 с.
3. Божелко И.К. Разработка рецептуры водоэмульсионного состава на основе сланцевого масла для пропитки шпалопродукции. 2005. № 1. С. 179–183.

УДК 66.022.389

Т.Н. Нефедьева, А.Е. ТретьяковНаучный руководитель – канд. хим. наук *Е.И. Лесик*
Сибирский федеральный университет**ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ**

Оборудование, используемое на нефтепромысле, эксплуатируемое в технологических средах, подвержено коррозии [1; 3; 4]. Коррозия на внутренней поверхности трубопроводов или же на аппаратах нефтедобывающих систем обусловлена присутствием в добываемой продукции минерализированной водной фазы и растворенных в ней коррозионных газов. Коррозия металлов приводит к преждевременному выходу из строя многочисленных изделий, наносит огромный ущерб экономике стран. Именно поэтому изучение процессов коррозии, а также ее предотвращения являются актуальными на сегодняшний день [2; 5; 6].

Целью данной работы является исследование влияния типа и концентрации ингибитора на кинетику коррозии в минерализованных сероводородсодержащих средах.

Объектами исследования были выбраны: модельная пластовая вода, раствор сероводорода, контрольные образцы – плоские металлические пластины прямоугольной формы из стали марки Ст3, ингибитор коррозии СОНКОР 9510 Б, катионное поверхностно-активное вещество АЛКАПАВ 1214С.50, катионное поверхностно-активное вещество АЛКАПАВ 16С.50, катионное поверхностно-активное вещество ТЕКСТАПАВ 1618С.75.

В ходе работы изучено совместное влияние хлорида натрия и сероводорода в модельной пластовой воде. Результаты приведены на рис. 1.

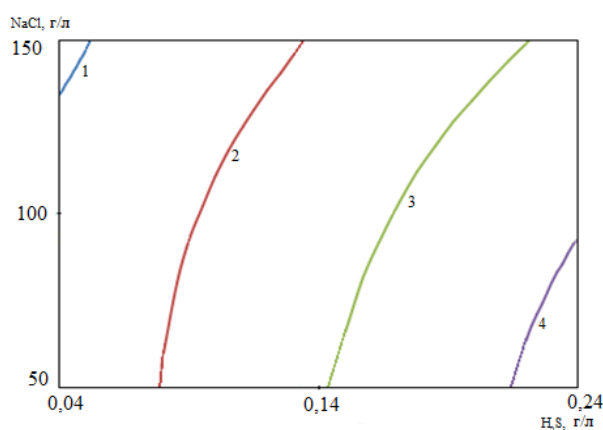


Рис. 1. Влияние соотношения H_2S и $NaCl$ на коррозионный процесс:
1 – скорость коррозии $0,04 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$; 2 – скорость коррозии $0,08 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$;
3 – скорость коррозии $0,12 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$; 4 – скорость коррозии $0,16 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$

Поверхностно-активные вещества являются основными компонентами ингибиторов коррозии. С этой целью измерено поверхностное натяжение исследуемых компонентов.

Далее проведены анализ по измерению коррозионного тока, а также исследование скорости электрохимической коррозии гравиметрическим методом при разной температуре.

На рис. 2 приведены графики зависимости защитного действия ингибиторов коррозии от их концентрации при разных температурах.

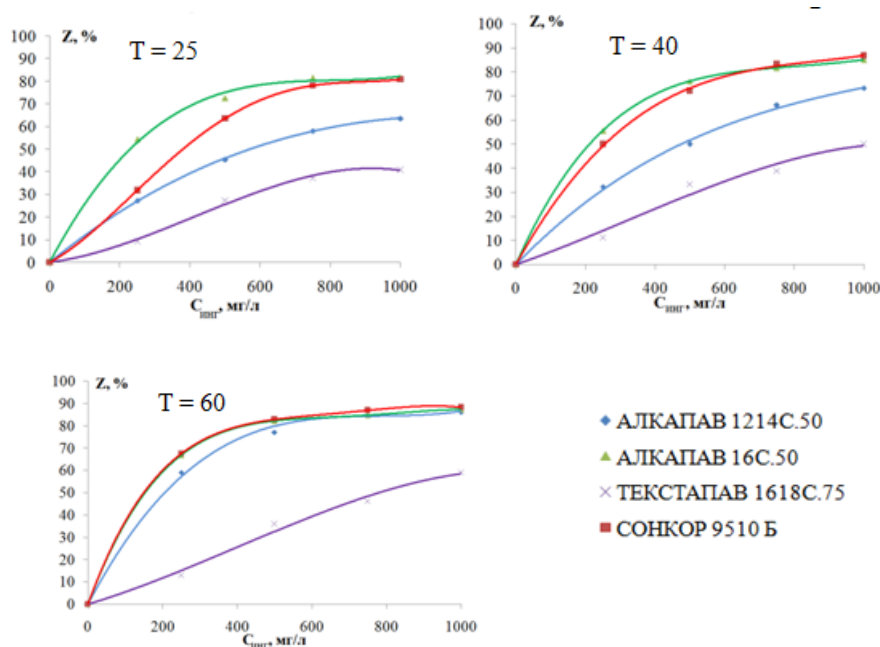


Рис. 2. Влияние температуры, концентрации ингибитора на показатель защитного действия ингибитора коррозии

На основании полученных данных можно сказать о том, что наиболее эффективными ингибиторами коррозии являются СОНКОР 9510 Б и АЛКАПАВ 16С.50, что подтверждается исследованием поверхностной активности данных ингибиторов, а также измерением коррозионного тока. Уже при 25 °С для АЛКАПАВ 16С.50 наблюдается 81%-ная эффективность ингибиторной защиты металла при концентрации 670 мг/л, что соответствует нормированным значениям эффективности для ингибиторов коррозии. Для СОНКОР 9510 Б 81%-ная эффективность ингибитора коррозии достигнута при концентрации, равной 810 мг/л.

Показано, что ингибиторы АЛКАПАВ 16С.50 и СОНКОР 9510 Б обладают наибольшей стабилизирующей способностью к процессам сероводородной коррозии.

Список литературы

1. Бурлов В.В., Алцыбеева А.И., Кузинова Т.М. Система защиты от коррозии оборудования переработки нефти: учеб. пособие. СПб.: Профессия, 2015. 336 с.
2. Противокоррозионные свойства поверхностно-активных веществ на основе замещенного имидазолина / Н.В. Веролайн [и др.] // Вестн. ТвГУ. Тверь: Химия, 2014. С. 48–57.
3. Семенова И.В., Флорианович Г.М. Коррозия и защита от коррозии: учеб. пособие. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002. 336 с.
4. Синютина С.Е., Вигдорович В.И. Современное состояние и проблемы сероводородной коррозии металлов в растворах электролитов // Вестн. ТГУ, 2002. № 7 (3). С. 319–328.

5. Фролов В.И. Противокоррозионная активность ингибитора «Олазол» // Вестн. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2009. С. 165–175.
6. Amitha Rani B.E., Bai J. Basu Bharathi. Green inhibitors for corrosion protection of metals and alloys: an overview. Surface Engineering Division, CSIR-National Aerospace Laboratories. India, 2011. P. 1–16.

УДК 661.74

**Н.К. Кондрашева, Т.А. Потехина,
А.М. Еремеева, К.С. Нелькенбаум**

Научный руководитель – д-р хим. наук *Н.К. Кондрашева*
Санкт-Петербургский горный университет

ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНО-ДИСПЕРГИРУЮЩИХ ПРИСАДОК НА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА БИОТОПЛИВ

Биодизель – один из видов альтернативных топлив, которые могут снизить нефтяную зависимость и уменьшить глобальное загрязнение атмосферы.

В России пока еще не существует единой государственной программы развития биодизельного топлива. Этому способствует как наличие значительных запасов нефти и газа, так и объективные трудности, связанные с получением и использованием топлив из природного сырья. Однако, несмотря на это, использование биотоплива в качестве добавки к нефтяным видам топлив позволит сэкономить ресурсы дефицитного дизельного топлива, а также улучшить не только экологические, но и смазывающие характеристики последних [1].

Для России, особенно ее северных регионов, немаловажной и порой основной характеристикой дизельного топлива являются его низкотемпературные свойства. Но, несмотря на это, нефтеперерабатывающие заводы вырабатывают в основном летнее дизельное топливо – 89 % от общего объема производства, зимнее – 10 %, арктическое – 1 % [2].

Наиболее эффективным и экономически целесообразным способом улучшения низкотемпературных свойств топлив является использование депрессорных присадок, при введении которых в малых дозах, чаще всего 0,05–0,10 % масс., достигается существенная температурная депрессия и улучшение текучести при низких температурах [3].

В данной работе были получено два образца топлива, температура застывания которых представлена в таблице.

Таблица

Температура застывания биотоплива

Образец	1	2
Температура застывания, °C	–10	–16

Также были исследованы две депрессорно-диспергирующие присадки отечественного и зарубежного производства. Испытания проводились как на чистом биодизеле, так и на смешанном дизельном топливе.

Список литературы

1. Сидрачева И.И. Синтез противоизносной присадки к дизельным топливам на основе рапсового масла и н-бутилового спирта: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2009. 117 с.
2. Иовлева Е.Л., Захарова С.С., Лебедев М.П., Попова Л.И. Перспективы улучшения низкотемпературных характеристик фракций дизельного топлива // Вестн. Саратов. гос. техн. ун-та. 2013. Т. 2. № 2с (71). С. 116–120.
3. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А., Валиев Д.З. Получение зимних сортов дизельного топлива с применением депрессорно-диспергирующих присадок на основе нефтехимического сырья // Вестн. Казан. технологич. ун-та. 2010. № 10. С. 645–647.

УДК 665.767

Ж.А. Прошутинская, Е.Н. Крысова

Научный руководитель – канд. техн. наук *Ю.Ф. Кайзер*
Сибирский федеральный университет

ПЛОЩАДКА ДЛЯ СБОРА ПРОТИВООБЛЕДЕНИТЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ В АЭРОПОРТУ «ЕМЕЛЬЯНОВО»

В настоящее время в аэропорту ОАО «Емельяново» осуществляется обработка ВС ПОЖ на необорудованных устройствами сбора пролитой ПОЖ местах стоянки (МС), в результате чего на бетонном покрытии образуются проливы ПОЖ, которая попадает в почву и грунтовые воды. Входящий в состав ПОЖ гликоль является ядовитой жидкостью, наносящей вред здоровью человека и окружающей природе. Потери ПОЖ за 2013 г. по ориентировочным подсчетам составили 126 т.

Строительство площадки для обработки ВС является эффективным решением проблемы сбора использованной ПОЖ, что обеспечит защиту окружающей среды от загрязнения токсичными веществами и сократит финансовые потери аэропорта «Емельяново».

В проекте предусмотрено выделение отдельной площадки для обработки ВС ПОЖ, оборудованной устройством сбора пролитой жидкости под максимально большое принимаемое аэропортом «Емельяново» судно Boeing-747-800F. Выделение специальной площадки для противообледенительной обработки обеспечит беспрепятственное движение ВС по РД.

Для сбора использованной ПОЖ с площадки проектом предусмотрена установка колодцев со сливом отработанной ПОЖ и талых вод в подземные резервуары (рисунок). Сбор пролитой ПОЖ при обработке ВС производится за счет конструкции площадки, созданной с укло-

ном 0,005, что предотвращает розлив ПОЖ по перрону и обеспечивает стекание жидкости к центру площадки, где установлены колодцы 1, 2 с затвором 3, 4, в которых установлена труба 5, 6, соединенная с подземным резервуаром для сбора отработанной ПОЖ и всех сточных вод.

На рисунке представлено схематичное изображение расположения площадки обработки ВС ПОЖ. Два колодца: один – для сбора сточных вод, второй – для сбора отработанной противообледенительной жидкости. Во время обработки ВС ПОЖ затвор 3 закрыт, затвор 4 открыт, слив отработанной жидкости стекающей с ВС осуществляется в колодец 2 по трубе 6 в подземные резервуары. После сбора всей жидкости затвор 6 закрывают. В остальное время затвор 3 открыт, затвор 4 закрыт и слив дождевых и талых вод осуществляется по трубе 5 в подземный резервуар.

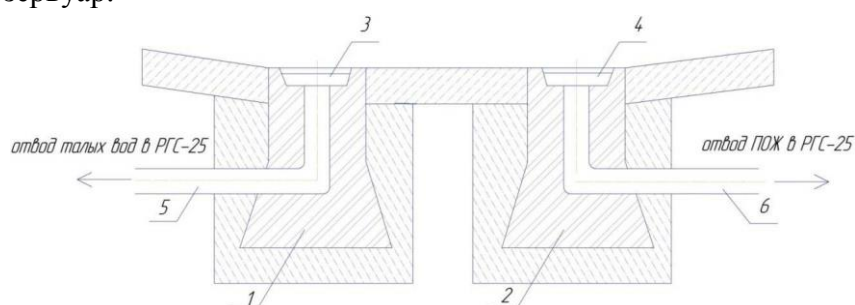


Рисунок. Схема дренажной системы площадки для обработки ВС ПОЖ:

1, 2 – колодец; 3, 4 – затвор; 5 – труба для слива талых вод; 6 – труба для слива отработанной ПОЖ

Количество ВС обработанных ПОЖ, по данным аэропорта «Емельяново» за 2013 г., составило около 700 шт. В таблице приведены объемы и стоимость ПОЖ, необходимых для обработки ВС.

Таблица

Объемы и стоимость ПОЖ при обработке ВС в аэропорту «Емельяново»

Тип ВС	Количество ПОЖ, л	Цена за литр, руб.	Количество ВС	Общая стоимость, руб.
Малогабаритный винтовой самолет	50	75	180	675 000
Малогабаритный реактивный самолет	200	75	45	675 000
Среднегабаритный реактивный самолет	300	75	45	1 012 500
Ближнемагистральный самолет	500	75	280	10 500 000
Дальнемагистральный самолет	700	75	150	7 875 000
ИТОГО				20 737 500

В процессе обработки потери ПОЖ составляют около 75 %, так как жидкость стекает с поверхности ВС на площадку, что в денежном эквиваленте составит $20\,737\,500 \text{ руб.} \cdot 75 \% = 15\,553\,125 \text{ руб.}$

Итак, строительство площадки для обработки ВС ПОЖ в аэропорту «Емельяново» решит следующие задачи: заблокируется ВС на РД; сведется к минимуму загрязнение окружающей среды и пагубное воздействие на организм человека; снизятся материальные и экономические потери; повысится культура производства [1–3].

Список литературы

1. Проект площадки для обработки ВС ПОЖ. Альтернативные источники энергии в транспортно-технологическом комплексе: проблемы и перспективы рационального использования / М.А. Плахотникова, Ю.Г. Серебrenникова, Ю.Ф. Кайзер, А.В. Лысянников ; Воронеж. гос. лесотехн. акад. ; отв. ред. А.И. Новиков. Воронеж, 2014. Вып. 1. С. 276–280.
2. Об утверждении федеральных авиационных правил «Подготовка и выполнение полетов в ГА РФ»: ФАП № 128. URL: <http://base.garant.ru>.
3. ГОСТ Р 54264–2010. Воздушный транспорт. Система технического обслуживания и ремонта авиационной техники. Методы и процедуры противообледенительной обработки самолетов. Общие требования. URL: <http://docs.cntd.ru>.

УДК 614.838

И.К. Ратманский, Д.А. Едимичев

Научные руководители – канд. техн. наук *Д.А. Едимичев*, канд. техн. наук *Е.В. Мусияченко*
Сибирский федеральный университет

К ВОПРОСУ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАДИЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЫЛЕУДАЛЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПЫЛЕВЫХ ВЗРЫВОВ

Анализ статистики показал, что за последние 15 лет на территории Российской Федерации произошло 220 пылевых взрывов. Поэтому проблема остается актуальной. Каждый год происходит по 12–18 взрывов пыли со смертью людей и катастрофическими последствиями, также нужно учитывать, что множество аварий на предприятиях удавалось скрывать от статистики. Приведем статистику основных причин возникновения первичных взрывов (рис. 1).



Рис. 1. Статистика основных причин возникновения первичных взрывов

В настоящее время на предприятиях в качестве пылеуловителей в основном широко используются центробежные пылеуловители (циклоны) марок ЦОЛ, УЦ и БЦМ. Применение такого ряда пылеуловителей неэффективно, так как они не позволяют полностью нормализо-

вать запыленность помещений. Вследствие того, что мелкодисперсная пыль не подчиняется законам Ньютона, она осаждается по закону Стокса без ускорения с постоянной скоростью, вызывая вязкое сопротивление.

Матерчатые фильтры марок ФВ, РЦИ, РЦИЭ также эффективны лишь для крупнодисперсных пылей, так как при толщине даже самых тонких нитей в 500 мкм мелкодисперсная пыль легко проникает через пористую поверхность ткани.

Пылеудаление на основе ионизации газов выполняют электрофильтры. Электрофильтры – наиболее универсальные аппараты из всего спектра оборудования обеспыливания. К числу преимуществ данного аппарата относятся: высокая степень очистки, при определенных условиях достигающая 97 %; низкие энергетические затраты на улавливание частиц, пыли, состоящие из потери энергии на преодоление газодинамического сопротивления, не превышающее 200 Па. Рассмотрим теоретическую модель системы пылеудаления (рис. 2).

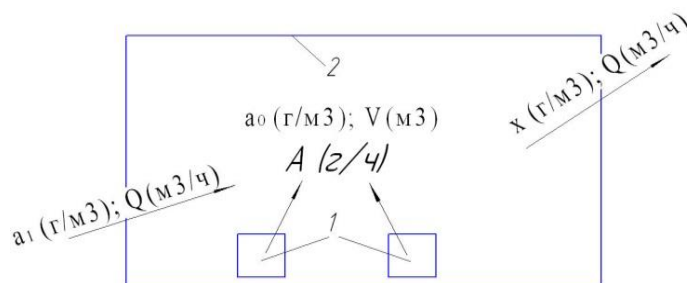


Рис. 2. Теоретическая модель системы пылеудаления: 1 – оборудование, выделяющее пыль; 2 – замкнутый объем помещения; a_0 – начальная концентрация пылевидных частиц (г/м³) в помещении до начала работы оборудования при $t = 0$, где t – время работы оборудования, ч; a_1 – первоначальная концентрация пылевидных частиц в приточном воздухе, г/м³; x – концентрация пылевидных частиц (г/м³) в помещении через промежуток времени t (ч) после начала работы

Экспериментальным путем найдем эффективность работы фильтров. На графике указана зависимость количества пыли в помещении от объемного расхода воздуха и эффективности пылеуловителя (рис. 3).

Приращение концентрации пылевидных частиц в воздухе рабочей зоны равно

$$Vdx = Adt + a_x Qdt(1 - \eta) - xQdt, \quad (1)$$

где Vdx – приращение количества взвешенных пылевидных частиц в воздухе помещения за бесконечно малый промежуток времени dt , г/ч; Adt – количество пыли, выделенной за время dt , г/ч; $a_1 Qdt$ – количество пыли, поступающей за время dt с приточным воздухом, г/м³; $xQdt$ – количество пыли, которое будет удалено вытяжной вентиляционной и аспирационной установками за время dt , г/м³;

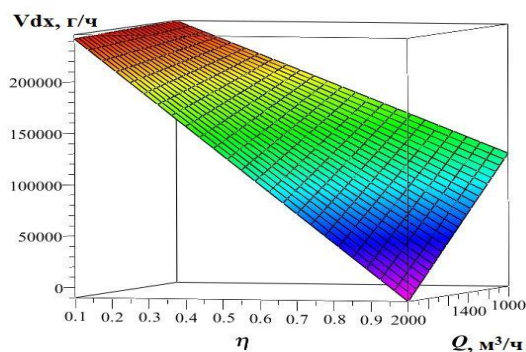


Рис. 3. Зависимость количества пыли в помещении от объемного расхода воздуха и эффективности пылеуловителя

В ходе проведенного исследования можно сделать вывод, что существующая стандартная технология пылеудаления не позволяет кардинальным образом решить проблему пылевых взрывов.

Список литературы

1. Статистика чрезвычайных ситуаций в Российской Федерации за последнее десятилетие / А.А. Порошин [и др.] // Пожарная безопасность. 2017. № 4. С. 130–140.
2. Едимичев Д.А. Улучшение условий труда операторов зерноперерабатывающего оборудования совершенствованием технологии пылеудаления: дис. ... канд. техн. наук. Красноярск, 2011. 176 с.

УДК 665.63/.66

С.Ю. Романовский

Научный руководитель – канд. хим. наук **В.А. Сафин**
Сибирский федеральный университет

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЛЕГКОЙ ФРАКЦИИ ПРОЦЕССА ТЕРМОРАСТВОРЕНИЯ УГЛЯ

В настоящее время в качестве связующего материала для производства анодной массы в алюминиевой промышленности применяется каменноугольный пек, получаемый из каменноугольной смолы (КУС) на коксохимических предприятиях. Использование пека из КУС обусловлено следующими эксплуатационными характеристиками: оптимальной температурой размягчения, коксовым остатком более 50 %, высоким содержанием органических соединений, обеспечивающих необходимое сцепление между частицами анода. Однако, помимо положительных свойств, каменноугольный пек обладает нежелательными характеристиками,

такими как высокое содержание полиароматических углеводородов (ПАУ) и, в частности, наиболее вредного соединения – бенз[а]пирена. Стремление предприятий алюминиевой промышленности уменьшить выбросы ПАУ и бенз[а]пирена в воздух рабочей зоны и окружающую среду, а также дефицит каменноугольного пека на общемировом рынке [1] заставляют искать альтернативные пути его получения.

Одним из перспективных на данный момент способов получения пека является метод термического растворения угля, в результате которого происходит термическая деструкция его органической массы в среде различных индивидуальных углеводородных растворителей или их смесей при температуре от 360 °С и выше. Пек, получаемый альтернативным методом, должен соответствовать всем эксплуатационным характеристикам, а также должен содержать меньшее количество бенз[а]пирена.

При получении альтернативного пека методом термического растворения угля выделяются относительно легкокипящие продукты. Содержание легкой фракции (ЛФ) составляет 8–13 % масс. В настоящий момент данный продукт является не исследованным.

Цель настоящей работы – изучение фракционного и группового углеводородного состава ЛФ; определение ее физико-химических характеристик.

Состав и свойства ЛФ определялись путем ее фракционирования, хроматографии, изучения группового состава фракции $T_{н.к} - T_{180}^{\circ}\text{C}$ [2]. Также производилось определение плотности [3], температуры застывания [4].

На рисунке представлена кривая ИТК легкой фракции.

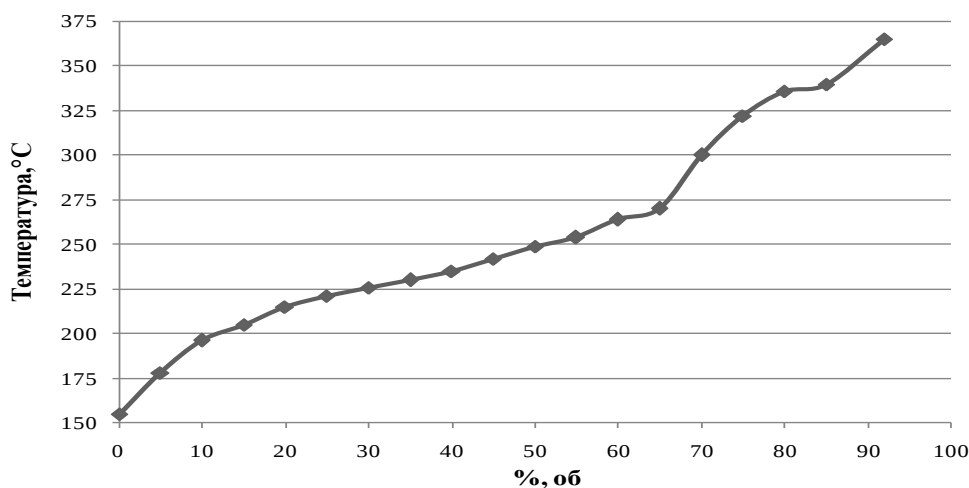


Рисунок. Кривая ИТК

После отгона фракции 180–240 °С было установлено, что полученная фракция на 86 % масс. состоит из кристаллической фазы. При ее исследовании методом газожидкостной хроматографии было установлено, что данный компонент включает ароматические углеводороды, имеющие два конденсированных кольца. Для получения более точных сведений о составе и строении кристаллической фазы необходимо проведение дополнительных испытаний, например методом ИК-спектроскопии.

Методом флуоресцентной адсорбции (FIA) был определен группой углеводородный состав бензиновой фракции, результаты анализа представлены в табл. 1. Также было определено октановое число методом газовой хроматографии. На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что бензиновая фракция не может быть использована в качестве автомобильного топлива по причине низкого октанового числа, которое составило 65 ед.

Таблица 1

Групповой углеводородный состав

Группа УВ	Содержание, %
Парафины	28,62
Олефины	9,39
Ароматика	61,99

В результате исследования физико-химических свойств и компонентного состава ЛФ были получены результаты, которые отражены в табл. 2. Учитывая высокое содержание ароматических соединений, высокую плотность ЛФ, можно считать целесообразным использование ее в качестве сырья для производства технического углерода.

Таблица 2

Физико-химические свойства ЛФ

Показатель	Значение
Плотность, кг/м ³	989,09
Температура застывания, °С	2
Групповой углеводородный состав, % масс.:	
парафино-нафтеновые	27,5
ароматические	67,3
смолы	3,4
асфальтены	1,8
Содержание нафталина и его производных, % масс.	39,2

Список литературы

1. Обзор рынка каменноугольной смолы в СНГ. 2-е изд., доп. и перераб. М., 2010. 18 с.
2. ГОСТ Р 52063–2003. Нефтепродукты жидкие. Определение группового углеводородного состава методом флуоресцентной индикаторной адсорбции. М.: Стандартинформ, 2003. 12 с.
3. ГОСТ 3900–85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. М.: Стандартинформ, 1987. 87 с.
4. ГОСТ 20287–91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. 2006. URL: <http://internet.law.ru/gosts/gost/4599/>.

УДК 614.839

Д.А. Сидоров, Д.А. Едимичев

Научные руководители – канд. техн. наук *Д.А. Едимичев*, канд. техн. наук *Е.В. Мусияченко*
Сибирский федеральный университет

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПО УЛАВЛИВАНИЮ МЕЛКОДИСПЕРСНОЙ ПЫЛИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРА НА ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНЫХ ОБЪЕКТАХ

Запыление в производственных помещениях является серьезной проблемой. Большую пожаровзрывоопасность представляет пыль, осевшая на строительные конструкции и оборудование. Статистика показывает, что оборудование, используемое для пылеудаления на предприятиях, либо устарело, либо является неэффективным.

Особую опасность на производстве представляет мелкодисперсная пыль. Частицы мелкодисперсной пыли имеют размеры менее 10 мкм, но частл всего лишь 15 % имеют размер свыше 1 мкм, в то время как 85 % являются размером до 1 мкм. Также данный вид пыли обладает большой химической активностью, вследствие чего она имеет более низкую температуру самовоспламенения и меньшую величину нижнего предела взрыва, чем крупнодисперсная пыль.

Все чаще на современном производстве для обеспечения взрывопожаробезопасности используют электрофильтры. Электрофильтры осуществляют пылеудаление на основе ионизации газов. Преимуществами данного аппарата являются: степень очистки, при определенных условиях достигающая 97 %; небольшие затраты энергии на улавливание пыли; улавливания частиц размером до 0,1 мкм. Способность электрофильтров эффективно улавливать мелкодисперсную пыль при незначительных энергетических затратах делает очевидным, что данный способ пылеудаления является наиболее перспективным.

Для улавливания мелкодисперсной пыли в зданиях, а также для ее осаждения была предложена и запатентована (пат. РФ № 2383393) конструкция электрофильтра, которая может эффективно работать в помещениях предприятий на производстве для обеспечения взрывопожаробезопасности. Техническим решением является то, что данный электрофильтр (рис. 1) содержит корпус 4, осадительные электроды 3 и коронирующие электроды 1, при этом коронирующие электроды 1 собираются в виде наборов металлических пластин дугообразной формы, на которых размещаются коронирующие иглы 2, с противоположных сторон, при этом коронирующие электроды 1 располагаются послойно, с увеличением линейных размеров пластин по направлению к корпусу 4.

В ходе проведенного теоретического моделирования мы получили зависимость эффективности работы электрофильтра от скорости воздушного потока и напряжения, приложенного к коронирующим электродам (рис. 2, а).

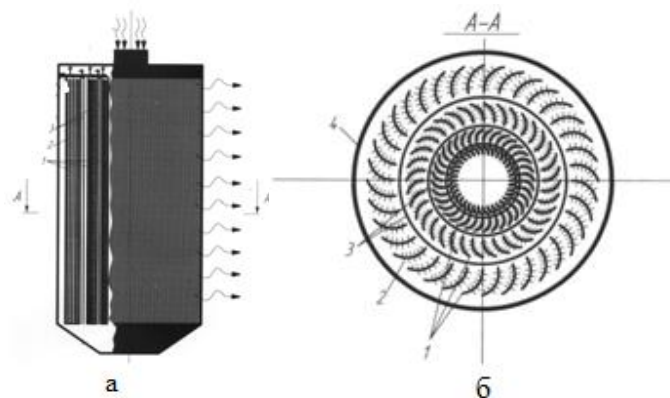


Рис. 1. Электрофильтр: общий вид (а), разрез А-А (б)

После проведенного эксперимента, обработки экспериментальных данных и проведения преобразований, получили следующую математическую модель:

$$= -7,499 + 9,08U + 0,344f + 2,819v_r \pm 0,0035Uf + 0,0263Uv_r + 0,0118fv_r - 0,219U^2 - 0,0016f^2 - 1,238v_r^2,$$

где U — напряжение, прикладываемое к коронирующим электродам, кВ; f — частота импульсов, с^{-1} ; v_r — скорость воздушного потока, м/с. А также получили следующую функцию отклика (рис. 2, б).

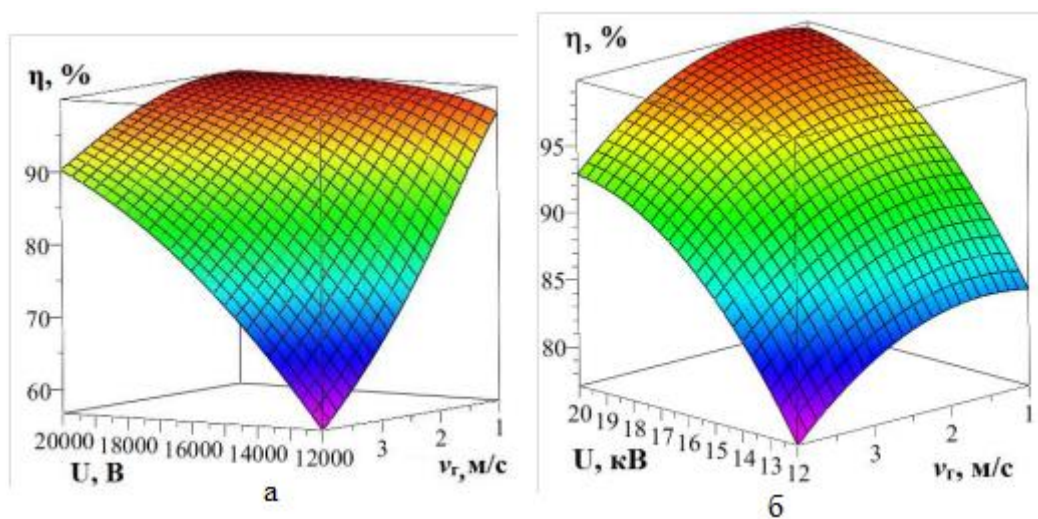


Рис. 2. Графики эффективности работы электрофильтра в ходе теоретического моделирования (а) и после проведения эксперимента (б)

По результатам экспериментальной части сделан следующий вывод: использование электрофильтров эффективно уменьшает запыленность помещений, также данный вид пылеудалителей может быть рекомендован на производстве для результативного снижения взрывопожароопасности.

Список литературы

1. Едимичев Д.А. Улучшение условий труда операторов зерноперерабатывающего оборудования совершенствованием технологии пылеудаления: дис. ... канд. тех. наук. Красноярск ГАУ, Красноярск 2011. 176 с.
2. Полетаев Н.Л. Взрывоопасность пылей: дис. ... д-ра техн. наук. М., 1998. 245 с.
3. Пат. 2383393 РФ. Электрофильтр / Д.А. Едимичев; заявитель и патентообладатель Красноярск ГАУ.

УДК 735.29

К.С. Шульгина, М.А. Никитина

Научный руководитель – доцент *Ю.Ф. Кайзер*
Сибирский федеральный университет

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, ВЫЗВАННЫЕ АВИАЦИОННЫМ ТОПЛИВОМ

На летательные аппараты приходится около 5 % от всех возможных выбросов в атмосферу. Двигатели ВС загрязняют небо вредными выбросами, которые влекут за собой появление парникового эффекта.

Современные лайнеры работают на авиакеросине, это то топливо, которое происходит путем перегонки нефти, является легким дизельным топливом. Базовые компоненты, содержащиеся в нефти – углеводороды. В двигателе самолета атомы углеводорода сгорают и отторгаются друг от друга, после чего соединяются с молекулами кислорода из окружающей среды.

По суммарным объемам выбросов CO₂ лидируют такие страны, как Китай, США, Индия и Россия.

На сегодняшний день потребность в авиатранспорте не теряет актуальности и в ближайшее время будет расти.

Разберем методы ослабления загрязнения окружающей среде.

Первый и очень действенный метод – увеличение вместимости воздушных судов. Чем воздушное судно тяжелее и массивнее, тем выше количество сжигаемого авиатоплива, что сильно влияет на загрязнение Земли. А при использовании наиболее вместительных авиатранспортов данная проблема решается.

Второй весьма продуктивный способ – облегчение корпуса и использование меньшего количества краски на фюзеляжах и крыльях самолета.

Еще уменьшить массу самолетов можно за счет салона, модернизировав в нем кресла, так как они – одни из самых немалочисленных изделий в самолете, их улучшение и правильное проектирование поможет в общей «потере веса».

Также одним из способов является замена авиационного керосина.

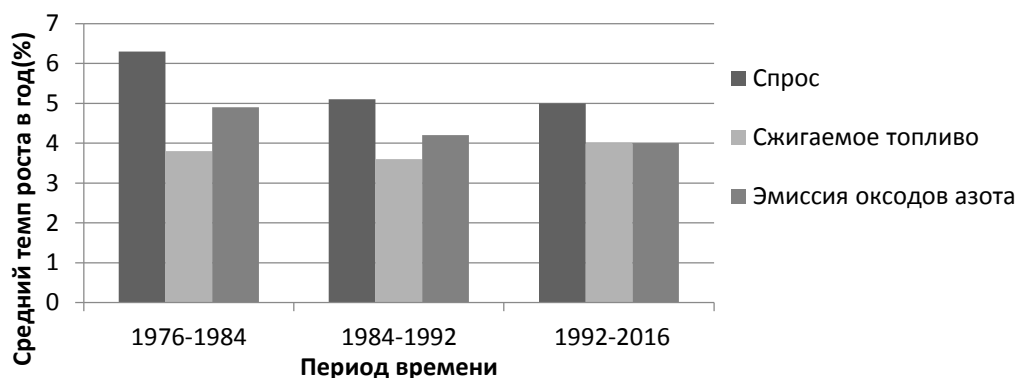


Рисунок. Сравнение темпов роста пассажирооборота, сжигаемого топлива и эмиссии оксидов азота

Экотопливо поможет уменьшить загрязнение окружающей среды за счет поглощения растениями углекислого газа.

Рассмотрев все способы минимизации проблем экологии из-за выбросов в атмосферу отходов сжигаемого топлива, можно сделать вывод, что, несмотря на проблемы авиации, ее популярность будет с каждым годом увеличиваться, поэтому решение всех нынешних проблем должно занять кратчайшие сроки. Нужно действовать быстро и незамедлительно, ведь без чистой планеты нет дальнейших перспектив.

Список литературы

1. Внедрение газотопливной технологии на воздушном транспорте / А.Ю. Аджиев, В.П. Зайцев, В.И. Маврицкий [и др.] // Арктика – экология и экономика. М.: РАН, 2012. С. 94–101.
2. Экологические проблемы в авиации. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Авиация>.
3. Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив: справ. М.: Химия, 1985. С. 9–13.
4. Кайзер Ю.Ф., Никитина М.А., Шульгина К.С. Вопросы современной науки: проблемы, тенденции, перспективы // Экологические проблемы вызванные авиатранспортом. Новокузнецк: Филиал КузГТУ, 2017. С. 140–144.

УДК 665.733.3

К.С. Шульгина, М.А. Никитина, В.В. Леонов

Научные руководители – канд. техн. наук *Ю.Ф. Кайзер*, ассистент *Ю.А. Савостьянова*
Сибирский федеральный университет

ПРОБЛЕМА ПРОИЗВОДСТВА АВИАЦИОННОГО БЕНЗИНА В РОССИИ

Довольно часто в нынешнее время владельцы воздушных судов обращают внимание на качество и состояние авиационного топлива на российском рынке. Нефтяные компании с 01.01.1996 не вырабатывают ни одного грамма авиационного бензина, поэтому авиапредприятия различной принадлежности – от государственной до частной – вынуждены закупать этот бензин в Европе.

Сегодня наиболее популярным средством воздушного передвижения являются вертолеты Robinson (рис. 1), чьи владельцы автомобильному бензину для заправки вертолета предпочитают авиационный. Тем не менее существуют еще те, кто заправляет вертолеты автомобильным бензином, считая сэкономленные средства, но, не беря в расчет степень риска, каждый раз поднимаясь в небо с автомобильным бензином сомнительного качества, не соответствующего требованиям силовой установки вертолета.



Рис. 1. Вертолёт Robinson

Применение автомобильного бензина повышает вероятность отказа топливной системы и двигателя летательного аппарата по следующим причинам: падение мощности двигателя при работе на обогащенных смесях, образование паровых пробок, обледенение и коррозия элементов топливной системы, повышенный износ клапанного механизма.

Ежегодный объем производства автомобильного бензина и авиационного керосина в России составляет 36 и 9 млн т соответственно. Согласно официальной таможенной статистике, в Россию ежегодно ввозят около 12 тыс. т авиационного бензина. Если сравнить эти объемы, то AVGAS потребляют в 3 000 раз меньше, чем автомобильный бензин, и в 750 раз меньше авиационного керосина [1].

Нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) расположены по стране равномерно и сплетены развитой сетью трубопроводов, что позволяет поддерживать одинаковую цену на автомобильный бензин и керосин на территории всей страны. Для AVGAS 100LL создание подобной инфраструктуры будет просто убыточно. 12 тыс. т для крупного НПЗ – это один-два производственных цикла, но технологическая линия должна работать непрерывно, а выработанный бензин должен храниться в отдельном резервуаре длительный период. Все это с учетом текущего объема рынка делает производство авиационного бензина на НПЗ нерентабельным [1].

Решением данной проблемы может послужить создание мини-НПЗ, который будет непосредственно производить авиационный бензин.

При проектировании мини-НПЗ необходимо учитывать следующие параметры:

- количество ВС, двигатели которых работают на авиабензине;
- средний часовой расход каждого типа ВС;
- среднегодовой налет ВС.

Основным парком ВС, которые потребляют авиационный бензин, являются самолеты АН-2 (рис. 2, *а*) и АН-3 (рис. 2, *б*) (парк ~ 1 500 ед., в эксплуатации ~ 500 ед.), Cessna (рис. 3), и др. легкие самолеты, а также вертолеты Ка-26 (парк ~ 300 ед., в эксплуатации ~ 100 ед.) и Robinson (рис. 1) (парк ~ 260 ед.).

*а**б*Рис. 2. Поршневые самолеты АН-2 (*а*) и АН-3 (*б*)

Рис. 3. Поршневой самолет Cessna 180

Данный вид транспорта обслуживает в основном районы Крайнего Севера, поэтому рентабельно было бы эксплуатировать мини-НПЗ именно в тех районах, где получают сырье для производства авиационного бензина (Эвенкия, Туруханск, Ямал и т. д.).

Производство авиационного бензина на территории Российской Федерации сыграло бы ключевую роль в развитие малой авиации, так как именно она является основной для малочисленных и отдаленных пунктов нашей страны. Кроме этого, большая доступность бензина позволила бы развивать внутреннее авиасообщение.

Список литературы

1. Холодилов Я. Практика применения AVGAS 100LL: взгляд со стороны // Авиация общего назначения. 2014. № 6 (230). С. 40–45.

УДК 622.323

Д.А. Слюняев

Сибирский федеральный университет

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

На сегодняшний день развитие нефтегазовой отрасли, как и других наукоемких направлений деятельности человека, напрямую зависит от технического и технологического прогресса. Информационные технологии облегчают добычу полезных ископаемых, их учет и т.д. Некоторые технологии, появившиеся в финансовом секторе также находят свое применение в нефтегазовой сфере. В данной статье мы рассмотрим пример озвученных выше технологий.

Таким примером можно назвать искусственный интеллект.

Нейросетевые технологии искусственного интеллекта находят растущее применение при разработке интеллектуальных датчиков, систем обработки информации (СОИ) в нефтегазовой и других стратегически важных отраслях промышленности. Они позволяют создавать нейросетевые модели объектов автоматизации и прикладные нейросистемы, благодаря которым существенно облегчается контроль технического состояния объектов нефтегазовой отрасли, реализуется их структурная и параметрическая идентификация, осуществляемая с использованием алгоритмов обучения нейронных сетей.

Эффективность промышленных систем в нефтегазовой отрасли, создаваемых на базе искусственных нейронных сетей, определяется:

- достигнутой степенью адекватности нейросетевых моделей объектам автоматизации, которая во многом зависит от правильного выбора структурно-функциональной организации (спецификации) используемых нейронных сетей;

- качеством предварительной обработки информации, реализуемой нейронными сетями интеллектуальных датчиков и анализаторов данных;
- наличием у анализаторов нейросетевых систем обработки информации функций, необходимых для интеллектуального анализа данных реального времени (datamining).

Какой эффект ожидается получить от использования технологии и насколько рентабельна концепция, например «умных месторождений»?

Во-первых, это оптимизация добычи. Системы умных месторождений позволяют получать самую детальную информацию о работе скважины, в том числе об условиях работы ЭЦН и состоянии коллектора. На основе детального анализа получаемой информации мы создаем на каждой скважине такие условия нефтедобычи, какие оптимально подходят для ее полноценной эксплуатации. Таким образом, повышается нефтеотдача пласта, а также темпы добычи.

Во-вторых, это сокращение затрат. Во многом это связано с автоматизацией производства при внедрении системы «умных месторождений». У дежурного оператора теперь нет необходимости посещать кустовые площадки, он получает все необходимые данные в режиме реального времени прямо на компьютер. Таким образом, он меньше подвергается риску и имеет больше времени для качественного выполнения других важных производственных задач.

Сегодня доля наукоемкой продукции и расходы на отрасль в общем объеме ВВП являются главными показателями экономики, основанной на знаниях. В большинстве стран с развитой экономикой доля внутренних затрат на исследования и разработки составляет около 3 % от общего объема ВВП: в Швеции – 3,8 %, Финляндии – 3,5 %, Японии – 3,44 %, Швейцарии – 2,9 %, США – 2,84 %, Германии – 2,54 %, России – 1,2 %, Новой Зеландии – 1,16 %, Южной Африке – 0,92 %, Беларуси – 0,7 %. При этом расходы США составляют 35 % от мировых расходов – 390 млрд долл.

Доля наукоемкой продукции России на мировом рынке составляет 0,3–0,5 %, стран Европейского союза – 35 %, США – 25 %, Японии – 11%.

Несомненно, использование информационных технологий, включая методы искусственного интеллекта, позволит более полно и эффективно автоматизировать процессы генерации и транспортировки, а главное, сможет «обучить» промышленное оборудование принимать и обрабатывать противоречивые и порой неполные и нечеткие данные, полученные с различных скважин, а затем синтезировать их в единое информационное поле, обеспечивающее более эффективную разработку нефтяного или газового месторождения.

Список литературы

1. Ник Л. Блокчейн в нефтегазовой отрасли России: неизбежен. 2017.
2. Егоров А.А. Роль интеллектуальных систем в нефтегазовой отрасли: предпосылки и перспективы. URL: <http://www.avite.ru/ngk/stati/rol-intellektualnyih-sistem-v-neftegazovoy-otrasli-predposylki-i-perspektivy.html>.

УДК 543.38

Ы.М. Куртияков, Н.Б. Бочаров, А.П. Кузьмин

Научный руководитель – канд. хим. наук *О.П. Калякина*
Сибирский федеральный университет

ПРИМЕНЕНИЕ ТВЕРДОФАЗНОЙ ЭКСТРАКЦИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЩЕГО СОДЕРЖАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В СТОЧНЫХ ВОДАХ

Актуальность количественного определения нефтяных загрязнений постоянно повышается, поскольку нефть и нефтепродукты являются наиболее распространенными загрязняющими веществами антропогенного происхождения, которые в той или иной степени имеют место почти повсеместно. Многие нефтепродукты (НП) обладают высокой устойчивостью к деградации, что позволяет им накапливаться в окружающей среде.

Для идентификации и определения НП широко используются физико-химические методы анализа, среди которых распространены спектрофотометрия в УФ-области, ИК-спектроскопия. Анализ проводится в жидкой фазе после экстракции НП малополярными растворителями (четыреххлористый углерод, трихлорфторэтан), основным недостатком которых часто является токсичность. С целью исключения применения токсичных растворителей в ходе извлечения НП предложена твердофазная экстракция.

Недавно была представлена новая методика ASTM (D7575-10) для определения масел и смазок, основанная на извлечении данных веществ из сточных вод мембраной и последующим детектированием методом ИК-спектроскопии.

Целью данной работы являлось определение НП в сточной воде, основанное на твердофазной экстракции с помощью твердотельных чувствительных элементов с последующим детектированием методом ИК-спектроскопии.

Основные задачи работы:

- подбор оптимального сорбента;
- выбор растворителя для подготовки калибровочных растворов;
- изучение степени извлечения НП твердотельным чувствительным элементом (ТЧЭ).

Модельную смесь НП (10 г/дм^3) готовили следующим образом: в колбу вместимостью 50 см^3 помещали $0,5 \text{ г}$ турбинного масла, доводили до метки ацетоном. Для построения градуировочного графика алиquotы исходного раствора вносили в колбу вместимостью $1\,000 \text{ см}^3$ для получения стандартных эмульсий с концентрациями $5, 10, 20, 40 \text{ мг/дм}^3$ соответственно и доводили до метки деионизированной водой. От использования дистиллированной воды в качестве растворителя для приготовления градуировочных эмульсий отказались по причине наличия в ней следов НП. Полученные смеси помещали в ультразвуковую ванну при температуре 40°C для приготовления гомогенной эмульсии.

Для определения НП алиquotу эмульсии (20 см^3) отбирали в пробирки объемом 25 см^3 с помощью пипетки вместимостью $5, 10 \text{ см}^3$. Далее, для извлечения НП из эмульсии приме-

няли политетрафторэтиленовый мембранный фильтр ФМПТФЭ-0,45 (размер пор составлял 0,45 мкм), который использовали в качестве ТЧЭ. ТЧЭ предварительно смачивали в техническом этиловом спирте, так как фильтр сам по себе гидрофобный. Для извлечения НП эмульсию встряхивали с ТЧЭ в течение 10 мин. Затем ТЧЭ извлекали, сушили, продувая воздухом, и помещали в ИК-спектрометр «Nicolet 6700» (ЦКП ИНиГ СФУ). Измерения спектров поглощения проводили в диапазоне волновых чисел $2\,700\text{--}3\,200\text{ см}^{-1}$.

Спектр поглощения экспонированного ТЧЭ представлен на рис. 1.

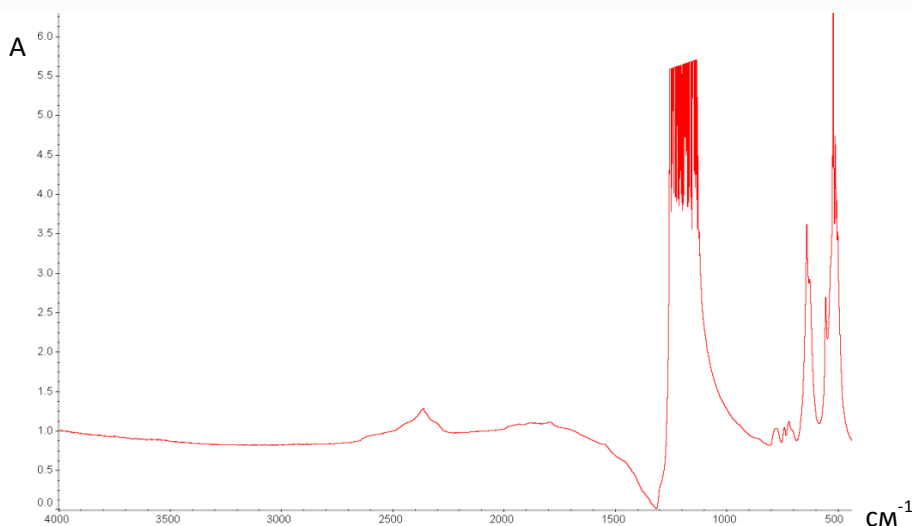


Рис. 1. Спектр поглощения мембраны ФМПТФЭ-0,45

Для определения НП в ООС в качестве ТЧЭ использованы политетрафторэтиленовые мембранные фильтры, так как они имеют достаточное светопропускание в диапазоне волновых чисел $2\,700\text{--}3\,200\text{ см}^{-1}$, достаточно полно извлекает НП из эмульсии (рис. 2) и удовлетворяют всем требованиям к сорбентам, которые используются в твердофазной ИК-спектроскопии.

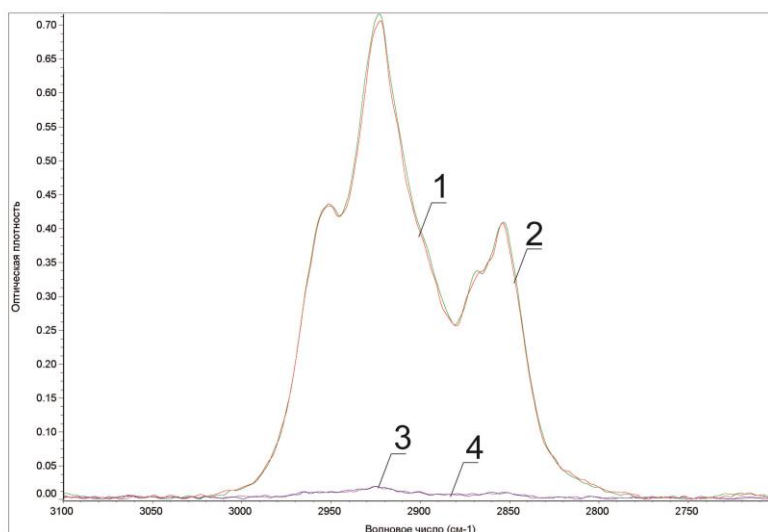


Рис. 2. Спектры поглощения ТЧЭ после контакта с эмульсией НП ($C_{\text{НП}} = 1\text{ мг/дм}^3$):

1, 2 – первое извлечение; 3, 4 – второе извлечение

Таким образом, предложен вариант определения НП в растворах, заключающийся в концентрировании НП на поверхности ТЧЭ, выполненного из политетрафторэтиленовых мембранных фильтров, и детектировании НП на поверхности сорбента методом твердофазной ИК-спектроскопии [1–5].

Список литературы

1. ASTM (2010) Standard test method for the solvent-free membrane recoverable oil and grease by infrared determination. ASTM D7575-10.
2. ГОСТ 54039–2010. Экспресс метод ИК-спектроскопии для определения количества и идентификации загрязнения почв нефтепродуктами. М.: ИПК Изд-во стандартов, 2010. 8 с.
3. ПНД Ф 12.1:2.5–95. Методика определения массовой концентрации нефтепродуктов в природных и сточных водах методом ИКС.
4. Altgelt K.H., Gouw T.H. Chromatography in Petroleum Analysis. New York: Marcel Dekker Incorporated, 1979. 324 p.
5. Бродский Е.С., Савчук С.А. Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды // Журнал аналитической химии. 1989. Вып. 53, № 12. 1238–1251 с.