



Молодая нефть

**Сборник научных статей
I Всероссийской молодежной
научно-технической конференции
нефтегазовой отрасли**

**17-19 мая 2014 г.
г. Красноярск**

Министерство образования и науки Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

МОЛОДАЯ НЕФТЬ

*Всероссийская молодежная
научно-техническая конференция
нефтегазовой отрасли
(г. Красноярск, 17-19 мая 2014 г.)
Сборник статей*

Красноярск
СФУ
2014

УДК 622.276
ББК 33.36
М57

М57 Молодая нефть: сб. статей Всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли / отв. за выпуск О.П. Калякина. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 294 с.

ISBN 978-5-7638-3059-0

Сборник статей по материалам Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть», состоявшейся с 17 по 19 мая 2014 года в г. Красноярске.

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

ISBN 978-5-7638-3059-0

УДК 622.276
ББК 33.36
© Сибирский
федеральный
университет, 2014

СОДЕРЖАНИЕ

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

Астафьев А.Н.

Модернизация фильтрующих элементов дренажной емкости ЕП-7 V-2206-2 8

Федорищев В.С.

Диагностика и модернизация бурового вертлюга 12

Маслий А.П.

Вибродиагностика и методы виброзащиты НПП оборудования на примере магистрального насоса 18

Волков Н.А.

Вибровыключатель с автоматическим блоком управления 21

Латышев Д.Е.

Увеличение срока службы трубного ключа системы верхнего привода 25

Залесский Э.В., Лалетина Т.В.

Определение основных параметров и режима работы обратного клапана УЭЦН 27

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Жабин Е.В.

Получение микросферических мембран для селективного выделения гелия на основе узкой фракции ценосфер 34

Комаров В.Ю.

Применение короткоцикловой безнагревной адсорбции с использованием ценосфер для разделения гелийсодержащих смесей 41

Рудко В.А., Шайдулина А.А.

Изучение приемистости дистиллятных компонентов дизельных и судовых топлив к депрессорным присадкам 47

Марьянчик Д.И.

Оптимизация ступеней сепарации нефти при обводненности пласта 51

Ананьев К.М.

Совершенствование технологии серно-кислотного алкилирования 54

Киселева А.С., Бабкин В.А.

Опыт повышения энергоэффективности на установке атмосферной перегонки нефти 58

Савич С.А., Григорьев А.В., Смирнова Е.В.

Улучшение качества низкозастывающих дизельных топлив 63

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Волкова А.А.

Разработка методики построения прогнозных карт на основе статистического анализа фильтрационно-емкостных свойств коллектора 71

Батыров М.И., Березовский Д.А. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования	75
Гюлумян Е.К., Бондаренко В.А. Анализ современных представлений о принципах моделирования и расчёта пород-коллекторов	80
Смирнов П.В. Подсчет извлекаемых запасов нефти в залежах баженовской свиты	86
Белозеров И.П., Юрьев А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна	93
Раупов И.Р. Метод контроля за разработкой нефтяного месторождения при внутрипластовой водоизоляции	99
ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	
Литвиненко А.И., Шилова В.А., Кибалина Е.С. К вопросу о возможности снижения пожароопасности тепловозов	107
Барановский А.Г. Способ герметизации устья скважины и устройства для его осуществления	111
Боровых А.Л. Быстроразъёмное соединение трубопроводов повышенной герметичности и надёжности	116
Петров А.В., Крехов А.А. Взрыв газовой смеси при низких температурах	119
Буданов Д.С. Анализ обгоревших ковровых покрытий при проведении пожарно-технических экспертиз	127
Ловейко М.А., Сорокин П.С., Шарипов Д.А., Алтымышев Б.Б. Термоэнергетический способ увеличения подъемной силы крыла летательного аппарата противопожарной и геологоразведочной авиации	131
НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	
Горячий В.В. Роботизированные комплексы с интеллектуальными системами управления	138
Усманов И.Р., Власов А.В. Редукторы нового поколения	140
Ершов П.Э. Создание технологий ударно-вращательного бурения на основе избирательной передачи энергии удара	143

Ляхов А.И.	
Разработка специальной конструкции промышленного манипулятора для увеличения эффективности выполнения вспомогательных операций при бурении	146
Бжитских А.П.	
Повышение износостойкости зубчатой передачи привода буровой лебедки на основе регулярного микрорельефа поверхности зубьев.....	148
Исмагилова Р.Р.	
Исследования антифрикционных и противоизносных свойств дизельного топлива	154

ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Унгер Д.П.	
Расчет и формирование полей давлений переходного процесса для оптимизации эксплуатационных затрат	157
Паркина Д.С.	
Прогнозирование свойств нефти при годовом и месячном планировании режимов перекачки по магистральному нефтепроводу.....	165
Куликов А.С.	
Оценка оптимальности технологических режимов.....	171
Миронов А.Г.	
О проблеме учета вязкости в моделях трубопроводов в пакете matlab/simscape.....	175
Карамов И.Ф.	
К задаче о закачке растворителя в призабойную зону пласта	181
Жигарев В.А.	
Численно-экспериментальное исследование неньютоновских жидкостей	186

OIL GAS FIELD MACHINERY

Zinger I.S.	
Bayonet quick connection.....	190
Tonkikh K.S.	
Innovations in drilling bits to improve its life and the rate of penetration (ROP).....	192
Archipova O.V., Ivanova A.V.	
Plant for trapping vapors of oil and oil products	195
Gordetsov A.A., Bobyr M.V.	
Top-Drive Drilling Systems: Hydraulic vs. Electric	198
Shcherbanuyk A.A.	
Prospective lines of ram-type blowout preventers development.....	205
Loginov V.S.	
Cuttings re-injection.....	209

ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Симонова А.О.

Возможность одновременного осуществления экстракции
и очистки экстрактов в хроматографической колонке
при определении нефтепродуктов в почве..... 214

Еремеева А.М.

Создание и исследование экологически чистого биотоплива
для дизельных двигателей..... 220

Лукина Т.И., Кузьмин А.П.

Классификация и определение нефтепродуктов методом
ИК-спектроскопии 225

Гекк А.С.

Устойчивость растений семейства *Fabaceae* при загрязнении почвы нефтью и
нефтепродуктами 228

Кутявина Н.В., Ефимова А.С.

Определение нефтепродуктов в воде методом твердофазной
спектрофотометрии 230

Певченко И.Г., Комисаренко Я.П.

Изучение возможности использования вторичных энергоресурсов
установки стабилизации и фракционирования..... 235

Мелкозеров В.М., Барышев И. Е., Васильев С. И., Матвейкина Я. В.

Особенности развития аборигенной микрофлоры
нефтезагрязненных почв при сорбционном воздействии..... 238

ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Гордеева Н.А.

Использование ОАО НК «Альянс» возможностей
для расширения рынка сбыта нефтепродуктов 245

Калиненко Е.А.

Анализ деятельности российских ВИНК по внедрению
ресурсосбережения 249

Башмур К.А., Костоустова Е.В.

Обоснование экономической эффективности модернизации
буровой установки 256

НАУЧНЫЕ РАБОТЫ ШКОЛЬНИКОВ

Александров Г.О., Сидельников Л.О.

Повышение рентабельности производства Красноярской птицефабрики
за счет внедрения технологий, работающих по принципу
замкнутого цикла 261

Ильгамов Д.Р.

Снижение доли бензола в продуктах риформинга методом
селективной экстракции 267

Потапова Е., Куртушин Н. Исследование влияния микропримесей на качество углеродных материалов	272
Нерода А.А. Оценка экологического состояния окружающей среды в зоне промышленного загрязнения г. Ачинска методами биоиндикации	278
Стародубцев А.Д. Оценка возможности использования торфа торфяной залежи ЗАТО г. Зеленогорска в энергетике	284
Войнова Д.В. Оценка возможности производства игольчатого кокса из нефтей русского месторождения	290

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

УДК 665.622.4

Модернизация фильтрующих элементов дренажной емкости ЕП-7 V-2206-2

А.Н. Астафьев*

*Научный руководитель канд. техн. наук В.А. Ганжа
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Основными видами деятельности головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС) Ванкорского месторождения являются прием товарной нефти в резервуарный парк, ее хранение и подача насосами в трубопровод внешней перекачки нефти.

Резервуарный парк ГНПС представлен резервуарами РВС-30000 РВС-4 (Т-2240), РВС-30000 РВС-5 (Т-2250), РВС-30000 РВС-6 (Т-2260), РВС-30000 РВС-7 (Т-2270). При длительном хранении нефтепродуктов в данных резервуарах периодически производится отбор подтоварной водонефтяной эмульсии с механическими и прочими загрязнениями в дренажные емкости с целью очистки и последующей перекачки нефтепродуктов в центральный пункт сбора нефти (ЦПС). Из ЦПС товарная нефть перекачивается в основные резервуары с последующей выдачей потребителю [3].

Очистка водонефтяной эмульсии в дренажной емкости, например ЕП-7 V-2206-2 (рис. 1, табл. 1), осуществляется следующим образом.

Из резервуаров Т-2260 и Т-2270 водонефтяная эмульсия по линии 1 подается в заглубленную погружную емкость 2. Уровень жидкости в дренажной емкости контролируется по шкале прибора 3 (LIALH-220-471). При достижении жидкостью уровня 1800 мм срабатывает предупредительная сигнализация датчиков контроля уровня 4 и производится пуск насоса 5 или 10. Водонефтяная эмульсия, забираемая насосами 5 или 10 из дренажной емкости 2, проходит через фильтрующий элемент 6(11), поднимается по погружной трубе 7(12), соединяющей фильтрующий элемент с насосом 5(10), и по линии 8 подается через оперативный узел учета воды в технологические резервуары РВС-1, 2, 3 (Т-2210, Т-2220, Т-2230) ЦПС. Здесь также располагается узел оперативного учета воды. Далее очищенная то-

* © Астафьев А.Н., 2014.

варная нефть направляется в резервуары хранения с последующей выдачей потребителю.

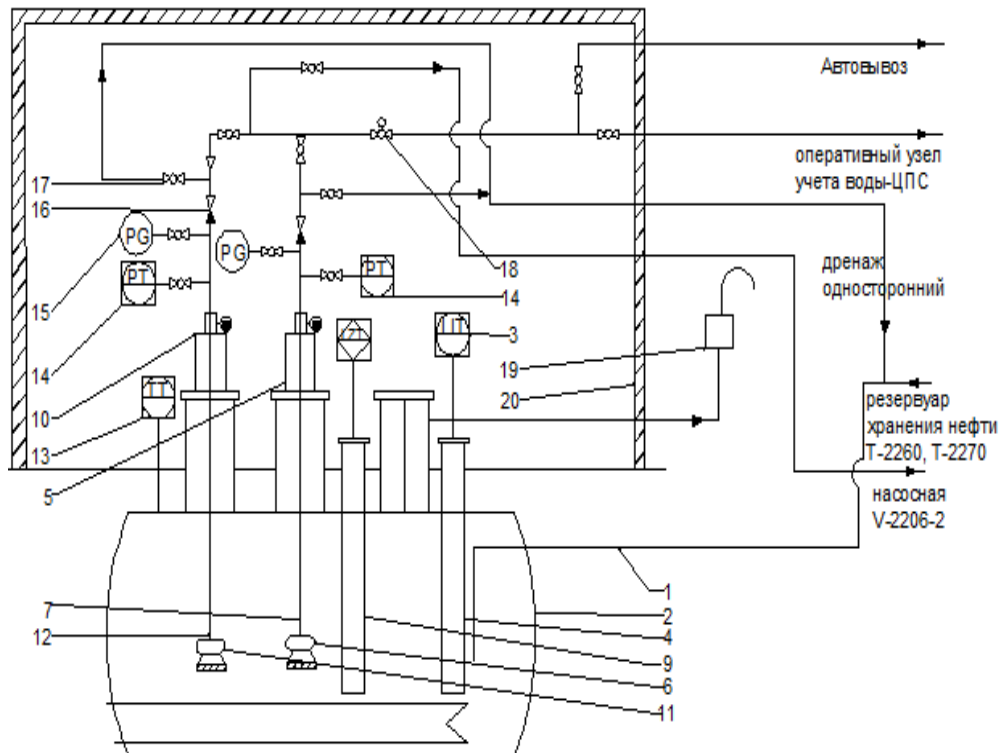


Рис. 1. Схема дренажной емкости ЕП-7 V-2206-2: 1 – магистраль подачи водонефтяной эмульсии из основного резервуара; 2 – заглубленная емкость для определения уровня (LIALH-220-471); 4(9) – датчики погружения; 3 – прибор контроля уровня; 5(10) – насос полупогружной; 6(11) – фильтр; 7(12) – погружная труба, соединяющая фильтр с насосом; 8 – линия трубопровода, ведущая в технологические ЦПС; 13 – датчик температуры; 14 – датчик давления; 15 – манометр технический; 16 – обратный клапан; 17 – шаровый кран; 18 – шаровый кран с термометром; 19 – клапан дыхательный механический; 20 – обогреваемое укрытие

При эксплуатации насосного и фильтрационного оборудования дренажной емкости ЕП-7 V-2206-2 на территории цеха ГНПС выявлены недостатки. К примеру, при фильтрации водонефтяной эмульсии, забираемой, например, насосом 5 из дренажной емкости, вместе с жидкостью в заборную трубу затягивается мусор, который забивает сетку фильтрующего элемента 6. В результате существенно снижается пропускная способность фильтрующего элемента, уменьшается количество жидкости, поступающей к насосу, нарушается его температурный режим, что может привести к аварийной остановке насосного оборудования [4].

Для возобновления полноценной работы насосного и фильтрационного оборудования дренажной емкости потребуются выполнение ряда операций. Необходимо с привлечением подъемного оборудования вскрыть крышу обогреваемого укрытия 20, отключить электропитание насосного

оборудования, отсоединить насосы от пола, поднять насосы вместе с погружной трубой на определенную высоту, открутить сетку фильтрующего элемента 6 и очистить ее от загрязнений. Сборка всех элементов дренажной емкости производится в обратной последовательности. Совокупность данных операций требует существенных затрат производственного времени – около 4,3 часа и совершение подобных действий необходимо не реже двух раз в месяц. Помимо непроизводительных затрат производственного времени предприятие теряет средства на привлечение техники и специалистов подрядных организаций (крановое оборудование с машинистом, стропальщики, электрик и др.). Кроме того, частое выполнение сборочно-разборочных операций ведет к интенсивному износу резьбовых соединений, как крепежных, так и электротехнических, например в колодках подключения электродвигателей насосов. В последнем случае изношенные резьбовые соединения не смогут обеспечить надежного электрического контакта, что чревато выходом из строя всего двигателя и дополнительным простым насоса.

Таблица 1

**Основные технические характеристики
дренажной емкости ЕП-7 V-2206-2 и насосного оборудования**

Параметры дренажной емкости ЕП-7V-2206-2	Значение параметров	Параметры насоса Р-2206-2А/В	Значение параметров
Объем, м ³	40	Расчетный расход, м/ч	80
Расчетное давление, кПа	70	Расчетный напор, м	43
Расчетная температура, °С	60÷200	Мощность двигателя, кВт	15
Размер внутреннего диаметра, мм	2400	Расчетная температура, °С	- 60÷80
Длина цилиндрической части, мм	9060	-----	-----

Сокращения потерь, описанных выше, может быть достигнуто посредством модернизации фильтрующих элементов, установленных на фильтре 6 (11) (рис. 1). Сотрудниками предприятия была предпринята попытка такой модернизации, которая заключалась в следующем: стандартный фильтрующий элемент, выполненный из стальной сетки по ГОСТ 3826-82 с размером ячеек 1,4 × 1,4 мм и диаметром проволоки 0,45 мм, был продублирован второй ступенью, выполненной из просечно-вытяжного листа ТУ 32.26.11-5-89 (рис. 2) [2].

Данное мероприятие не дало должного эффекта, поскольку и вторая фильтрующая ступень быстро забивалась кусками отслоившейся краски, ветошью и прочим мусором, что препятствовало бесперебойной работе насоса.



*Рис. 2. Фильтр дренажной емкости
с двухступенчатым фильтрующим элементом*

Устранение описанных недостатков возможно при использовании модернизированного фильтрующего элемента (рис. 3), состоящего из глухого дна 1, соединенного с фланцем 4 посредством ребер жесткости 2. В фланце 4 предусмотрены отверстия 5 под болты для соединения с основным фильтром. На ребра жесткости по кругу закреплена стальная сетка 3 и две рукоятки 6 для удобства снятия и установки фильтрующего элемента. Наружный диаметр фильтрующего элемента ограничен диаметром горловины дренажной емкости, а его высота – расстоянием от фильтра до дна емкости. Крепление модернизированного фильтрующего элемента к нижнему фланцу корпуса фильтра 6 осуществляется посредством болтов, пропущенных через отверстия в этом фланце и фланце 4 фильтрующего элемента, имеющих резьбу.

Итогом модернизации фильтрующего элемента явилось:

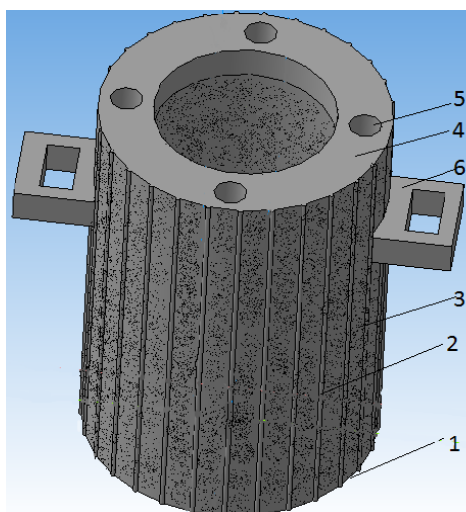
увеличение площади фильтрующей поверхности, что, в свою очередь, увеличит срок работы насоса до его технического осмотра;

увеличение времени безотказной работы насоса напрямую зависит от его вертикального расположения;

упрощение очистки фильтра позволит сохранить время на ремонтные работы;

существенное снижение затрат на обслуживание, позволяющее экономить средства компании, при оформлении наряда допуска подрядных организаций;

защита резьбовых соединений от частой нагрузки при демонтаже насосных агрегатов.



*Рис. 3. Фильтрующий элемент дренажной емкости ЕП-7 V-2206-2:
1 – глухое дно фильтрующего элемента; 2 – ребра жесткости конструкции;
3 – стальная сетка (ГОСТ 3826-82 с размером ячеек 1,4x1,4); 4 – фланец;
5 – отверстия с резьбой*

Результаты модернизации состоят в следующем: увеличение срока работы насоса до его технического осмотра, простота в очистке, низкие затраты на производство фильтрующего элемента и доступность материала на самом предприятии.

Список литературы

1. Материалы Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и наука: начало XXI века». – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006.
2. file://localhost. Лист просечно-вытяжной.
3. Технологический регламент ЦЭНС.
4. Технический регламент ГНПС от 24.02.13.

УДК 621.22.05

Диагностика и модернизация бурового вертлюга

В.С. Федорищев*

*Научный руководитель В.Н. Конов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Техническая диагностика является составной частью эксплуатации технического обслуживания и ремонта. Основной задачей технического

* © Федорищев В.С., 2014.

диагностирования является выявление дефектов, предупреждение отказов, что способствует сокращению затрат на техническое обслуживание и ремонт объектов, а следовательно, уменьшению потерь от простоя в результате отказов.

Диагностирование технических объектов включает в себя следующие функции:

- оценка технического состояния объекта;
- обнаружение и определение мест локализации дефектов и неисправностей;
- прогнозирование остаточного ресурса объекта;
- мониторинг технического состояния объекта.

Объектом исследования является буровой вертлюг (рис. 1) – высоконагруженная конструкция, удерживающая на весу вращающийся бурильный инструмент, с одновременным подводом промывочной жидкости в колонну труб при бурении скважин. А предметом исследования выступает техническое состояние вертлюга и его элементов.

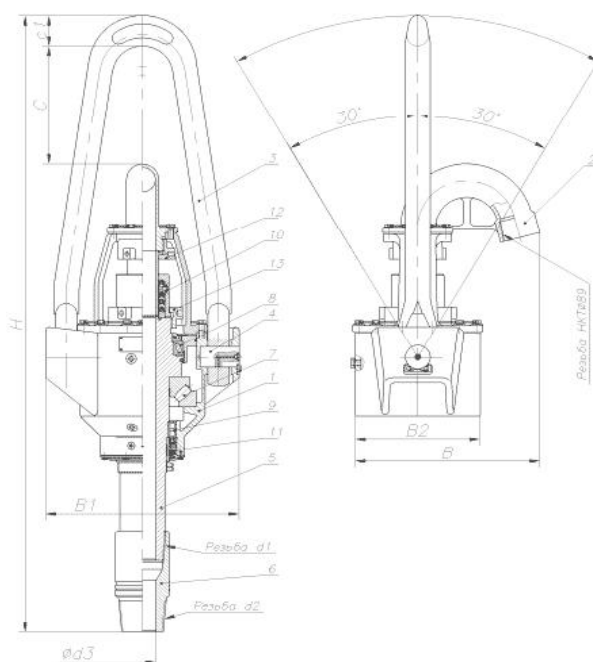


Рис. 1. Вертлюг буровой

Вертлюг – соединительное звено между талевой системой и буровым инструментом. Вертлюг должен удерживать подвешенную к нему колонну бурильных труб и амортизировать при ее резких движениях, а также сглаживать ее рывки при спускоподъемных операциях, поэтому он является ответственным буровым оборудованием в плане надежности. Вертлюг должен обеспечивать бесперебойную работу бурильного инструмента, а также безопасность обслуживающего персонала.

Необходимость промывки забоя буровыми растворами во время бурения предусмотрено в конструкции вертлюга. Под действием высокого давления промывочного раствора и многотонного веса бурильной колонны, а также усилий, прилагаемых к ней, вертлюг должен иметь повышенный запас прочности и не иметь микротрещин, каверн и прочих видимых и невидимых дефектов. На дефекты вертлюг проверяют на заводе-изготовителе в отделе технического контроля, а также микроскопией на содержание микротрещин и дефектов при отливке. Такая тщательная проверка осуществляется по причине того, что при поломке вертлюга происходит серьезная авария на буровой, вследствие которой нефтяная компания несет колоссальные убытки, а следовательно, есть и претензии к производителю.

Таблица 1

Зоны контроля деталей вертлюга

Деталь	Зона контроля	Методы НК	Обозначение зоны контроля на рисунке
Переводник	Резьба по ГОСТ 5286-75	Ультразвуковой контроль (УЗК), феррозондовый, магнитопорошковый	1а
Ствол	Резьба, галтели	УЗК, феррозондовый, магнитопорошковый	2а, 2б
Корпус	Карманы, зоны крепления	Визуальный, УЗК	3а, 3б
Пальцы (оси)	-	Визуальный, магнитопорошковый	4а
Труба напорная (отвод)	Зона перегиба (толщина)	УЗК	5а
Штроп	Зона посадки на крюк, отверстия под пальцы	магнитопорошковый, УЗК	6а, 6б

На приведенной таблице и рис. 1 перечислены детали, подвергаемые диагностике и конкретные зоны с указанием методов контроля.

Представим приборы для проведения диагностики вертлюга:

- Для визуального контроля применяются оптические приборы с увеличением до 10 (например, лупы ЖГ, ЛАЗ, ЛАП4, ЛПШ474 и др.).
- Для НК магнитным (магнитопорошковый) методом применяют дефектоскопы ПМД-70, МД-50П, МД-600 или другие аналогичные им приборы.

- Для НК акустическим (ультразвуковым) методом применяют дефектоскопы ультразвуковые типа УД-ГОП, УД-10УА или аналогичные им приборы, а также дефектоскопы УДМ-1М, УДМ-3 и толщиномеры УТ-31Щ, «Квард-15».
- Для НК резьбовых концов переводника и ствола вертлюга применяют феррозондовый дефектоскоп типа МД-42К.
- Для НК резьб ствола переводника ультразвуковым методом применяют прямой преобразователь с рабочей частотой 2,5 МГц, для контроля других элементов вертлюга применяют наклонный преобразователь с углом призмы 40...50° и частотой 1,8 МГц.

Порядок работы с аппаратурой приводится в технических описаниях и инструкциях по эксплуатации приборов и устройств.

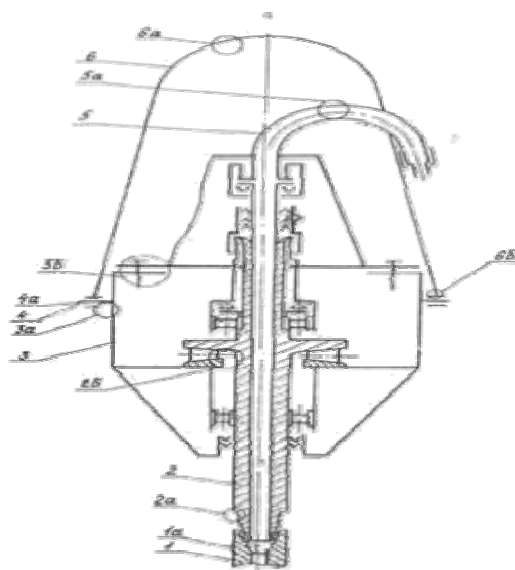


Рис. 2. Схема строения ствола вертлюга

Когда вертлюг уже демонтирован с буровой установки на ремонтную базу, его нужно разобрать и провести техническую диагностику деталей и узлов. Одним из самых проблемных моментов при этом является извлечение пальца из кольца штопра, чтобы отсоединить штопр от корпуса. По некоторым причинам (малая подвижность пальца, недостаточное количество смазки, высокая нагрузка на этот узел) в процессе эксплуатации происходит «схватывание» пальца в кольце. Актуального технического решения этой проблемы на данный момент нет, поэтому предлагаю технические решения, которые, на мой взгляд, достаточно экономичны и вполне реализуемы на производстве.

1. Нарезание фасонных канавок внутри кольца штопра и на пальцах.

Предлагаю прорезать фасонным резцом (или фасонной фрезой) канавки глубиной 1-2 мм и диаметром 3-5 мм внутри кольца и на поверхности пальца с уклоном в 1 оборот по длине пальца (рис. 3). Данные канавки

при их совмещении можно заполнять дополнительным количеством смазки (литол, солидол), что непосредственно должно препятствовать схватыванию при эксплуатации вертлюгов.

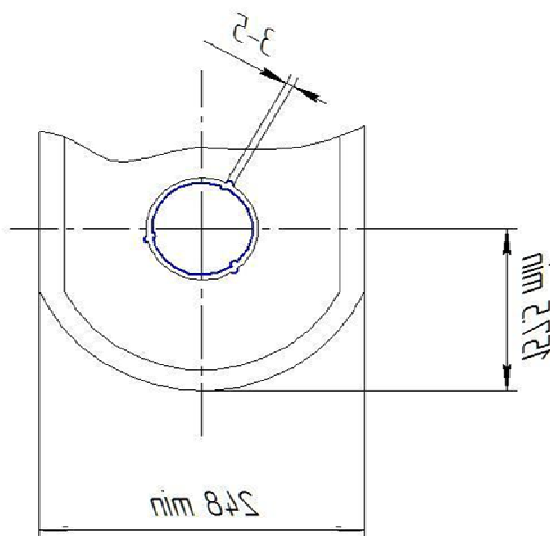


Рис. 3. Схема расположения винтовых канавок

2. Увеличение диаметра и шага резьбы внутри пальца.

Извлечение пальца проводится при помощи съемника, но стандартная резьба, которая специально для этого находится внутри пальца, в процессе съема не выдерживает нагрузки и зачастую срывается (рис. 4). Предлагаю увеличить диаметр этой резьбы и уменьшить её шаг. Производить эту операцию можно на ремонтно-механических базах, где и происходит разбор и диагностика вертлюга. Для примера возьмем буровой вертлюг УВ-250-МА, стандартный диаметр резьбы в пальце такого вертлюга составляет 18 мм, а шаг резьбы 2,5 мм. Диаметр резьбы увеличиваем до 22-24 мм и уменьшаем ее шаг до 1 мм. В большинстве случаев произойдет успешное извлечение пальца. Данный метод опробован на практике в компании «РосКомСевер».

3. Закалка поверхности пальца до более высокой твердости HRC=52-56 при помощи ТВЧ.

Следующий метод предполагает увеличение срока службы уже проработавшего некоторый период времени (1 год) пальца. По нормативным документам за год происходит истирание пальца в диаметре до 2 мм. Предлагаю обточить еще 2 мм, а после наплавить на него до изначального состояния специальным хром-никелевым электродом дополнительный слой металла. После этого нужно обработать поверхность пальца (сделать ее гладкой) и закалить мгновенной закалкой при помощи токов высокой частоты. После проделанных операции мы получим палец, твердость поверхности которого составит до 56 HRC по сравнению с предыдущим по-

3. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи / под общ. ред. В.Н. Протасова: учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 691 с.: ил.

4. Добрынин С.Л., Павлова С.Н., Мележин В.Ф. Руководящий документ «Технология неразрушающего контроля вертлюгов РД 39-12-1150-84».

5. Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1985. – 452 с.

6. Макушкин Д.О., Спирин Т.С. Расчет и конструирование машин и оборудования для добычи и подготовки нефти и газа: учеб.-метод. обеспечение самост. работы студ. – Красноярск: ИПЦ СФУ, 2008. 34 с.

УДК 621.65.053

Вибродиагностика и методы виброзащиты НГП оборудования на примере магистрального насоса

А.П. Маслий*

*Научный руководитель канд. техн. наук В.Н. Конов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

В технических системах под действием внешних сил возникают механические колебания или вибрации. Они оказывают влияние на функционирование механизма и часто ухудшают его эксплуатационные характеристики: снижают точность, уменьшают КПД и долговечность машины, увеличивают нагрев деталей, снижают их прочность.

Насосно-компрессорное оборудование относится к группе роторных машин, одним из основных элементов которых является ротор. Роторные машины состоят также из корпуса, валов, подшипников, соединительных муфт, уплотнений и других элементов. В общем случае наиболее слабым звеном, определяющим работоспособность роторной машины, может оказаться любой из перечисленных элементов.

Наиболее перспективными для диагностирования роторных машин без их разборки являются методы вибродиагностики. Параметры колебаний наряду с величиной возмущающих сил определяются параметрами технического состояния оборудования: наличием зазоров в сопряжениях, деформацией и износом деталей, просадкой фундаментов, нарушением центров-

* © Маслий А.П., 2014.

ки валов, ослаблением креплений и т.д. Поэтому анализ вибрационных колебаний позволяет получить необходимую информацию о состоянии оборудования [2].

Вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования позволяют:

- уточнить причины дефекта и условия его возникновения и развития, оценить влияющие факторы;
- вовремя устранить дефект или увеличить среднюю наработку парка на проявление дефекта (отказа);
- снизить интенсивность проявления дефекта (отказа) при наиболее ответственных режимах работы и эксплуатации машины;
- улучшить организацию работ по разработке и внедрению мероприятий, направленных на устранение дефекта;
- оценить эффективность мероприятий;
- получить чисто экономический эффект благодаря снижению затрат на внедрение мероприятий, предотвращающих дефект или устраняющих неисправность, и затрат производства на изготовление деталей;
- оценить возможный эффект от разработанных и внедренных мероприятий на ранней стадии, что очень важно, так как полное проявление действия этих мероприятий зависит от наработки изделия после их внедрения и может быть отделено от момента внедрения длительным временем (1–2 года и больше);
- ускорить процесс восстановления эксплуатационной надежности парка машин и управлять им;
- облегчить взаимодействие изготовителя машин и ее заказчика в конфликтных ситуациях, особенно на начальном периоде массового проявления дефектов и организации действия по их устранению [3].

В настоящее время большинство ответственных роторных машин оснащено контрольно-сигнальной виброаппаратурой (КСА), позволяющей регистрировать в контролируемых точках среднеквадратическое отклонение виброскорости в рабочей полосе частот 10...1000 Гц, автоматически включать предупредительную сигнализацию или отключать машины при достижении предельно допустимого уровня вибрации. При отсутствии КСА дежурный персонал производит измерения переносными виброметрами.

Многоканальный синхронный регистратор-анализатор вибросигналов «Атлант-8» является современным прибором, предназначенным для решения наиболее сложных задач в вибрационной диагностике состояния оборудования (рис. 1). Основу виброанализатора «Атлант» составляет переносный компьютер типа «ноутбук», в котором объединены функции регистрации сигналов, обработки, хранения. Функции первичной обработки

вибросигналов, фильтрации и синхронного цифрового преобразования реализуются во внешнем блоке. К этому блоку подключаются вибродатчики и отметчик фазы, используемый при балансировке [3]. Перед назначением контрольных точек снимают контурную характеристику роторной машины с целью выявления наиболее информативных точек, в которых вибросигнал имеет минимальные искажения и максимальную величину. Как правило, в качестве контрольных принимаются точки, располагающиеся на подшипниковых опорах и на элементах крепления машины к фундаменту. Расположение контрольных точек обязательно фиксируется, чтобы повторные измерения проводились в одном и том же месте. Ответственные роторные машины оснащаются стационарными креплениями датчиков в контрольных точках. Параметры вибрации на подшипниковых опорах таких машин измеряются в трех ортогональных направлениях: вертикальном, горизонтальном и осевом.



Рис. 1. «Атлант-8» многоканальный синхронный регистратор и анализатор вибросигналов (виброанализатор)

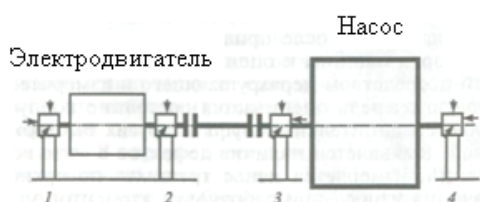


Рис. 2. Схема контроля магистрального насоса: 1–4 – номера опор; →↓↑ – точки установки датчиков

При проектировании машины принимаются меры для снижения ее виброактивности (уравновешивание и балансировка механизмов), также предусматриваются средства защиты от вибраций.

Вибрационная защита – это совокупность средств и методов уменьшения вибрации, воспринимаемой защищаемыми объектами. В соответствии с этим методы вибрационной защиты включают как расчетно-

теоретические, так и конструкторско-экспериментальные решения, причем оба вида решений, как правило, взаимосвязаны.

К основным методам виброзащиты относятся следующие:

Снижение интенсивности источников вибрации. К источникам вибрации относятся трансмиссии, двигатели, подшипники, зазоры в сочленениях деталей. Эти факторы усиливаются с увеличением износа деталей. Способы снижения интенсивности вибрации специфичны для каждого частного случая. При проектировании конструкции движущиеся массы машины или механизма должны быть уравновешены.

Снижение частоты периодического движения механизма, в том числе за предел диапазона частот нормируемой вибрации, связанное с изменением конструкции объекта.

Динамическое гашение колебаний, достигаемое с помощью специального динамического виброгасителя, устанавливаемого в систему объекта.

Виброизоляция, которая сводится к ослаблению связей между источником и объектом. Демпфирующие элементы и устройства, устанавливаемые между вибрирующей деталью и защищенным объектом, называют виброизоляторами [1].

Указанные выше защитные способы в каждом конкретном случае имеют свои достоинства и недостатки.

Список литературы

1. Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация. ГОСТ 26568-85.
2. Богданов Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 2006. – 279 с: ил.
3. Конов В.Н. Основы, приборы и средства вибро- и теплодиагностики МиО.

УДК 62-752

Вибровыключатель с автоматическим блоком управления

Н.А. Волков *

*Научный руководитель канд. техн. наук П.М. Кондрашов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

1. В ходе проведенной работы были рассмотрены различные системы виброзащиты, на основании которых предложено новое решение рассмат-

* © Волков Н.А., 2014.

риваемой проблемы. За основу был взят патент VIBRATION SWITCH [1], наиболее близкое устройство VIBRATION SWITCH [2].

2. Явление вибрации широко используется человеком для различных целей во многих отраслях. Однако при недостаточном контроле состояния узлов или несоблюдении условий эксплуатации технологического оборудования уровень вибрации может превысить допустимые границы. При этом ее воздействие способно привести к нарушению работоспособности и полному выходу из строя технологического оборудования, может оказывать пагубное влияние на здоровье человека, а также привести к серьезным авариям на производстве. Все существующие на данный момент системы для виброзащиты имеют весомые недостатки, не позволяющие обеспечить полную безопасность эксплуатации технологического оборудования на производстве одновременно, исключая ложное срабатывание данных систем под действием внешних факторов, не относящихся к работе технологического оборудования.

Предложенное устройство способно гарантировать безопасную эксплуатацию технологического оборудования, исключая ложное срабатывание системы виброзащиты, а также регистрировать и хранить полученные данные о вибрационном воздействии на данное оборудование.

3. Известно множество различных систем для виброзащиты технологического оборудования, в которых применяются специальные устройства – вибровыключатели. Вибровыключатели в зависимости от исполнительного механизма, отключающего нагрузку, встречаются двух видов: механические и электрические. Электрические вибровыключатели, в свою очередь, подразделяются по механизму преобразования колебаний в электрический ток: пьезоэлектрические, оптические, вихретоковые и индукционные.

Целью данной работы является создание устройства, имеющего функции вибродиагностики и виброзащиты технологического оборудования, а также направленного на повышение надежности срабатывания при аварийных нагрузках и исключение ложных срабатываний от случайных толчков и ударов.

4. Поставленная цель достигается тем, что в предложенном вибровыключателе (рис. 1) применяются три вибродатчика с оптическими сенсорами для получения данных об уровне вибрации диагностируемого оборудования по двум направлениям в каждой из трех плоскостей. Данные с датчиков направляются по кабелю 1 в контрольно-измерительный блок 2 для обработки полученных данных и формирования команд, которые будут направлены на исполнительный механизм в случае превышения установленного порога вибрации для немедленного прекращения эксплуатации технологического оборудования и, как следствие, предотвращения выхода из строя данного оборудования или его составных частей. Параллельно

контрольно-измерительный блок по кабелю 3 передает оператору параметры вибрационных явлений (виброперемещение, виброскорость и виброускорение), а также данные о состоянии оборудования (включено или выключено).

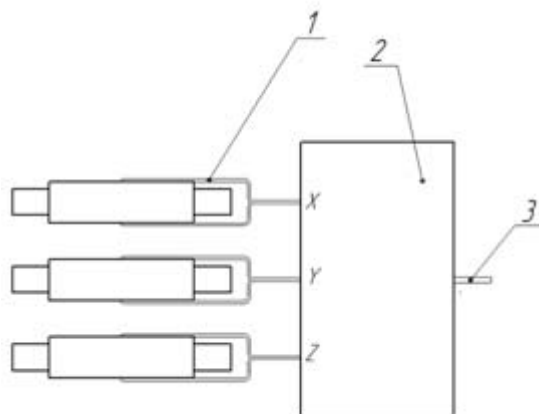


Рис. 1. Вибровыключатель:

1 – кабель; 2 – контрольно-измерительный блок; 3 – кабель

Под действием периодического появления и пропадания инфракрасного излучения в приемном блоке 10 формируется аналоговый сигнал. Аналоговый сигнал по экранированному кабелю 1 поступает на вход контрольно-измерительного прибора 2. Контрольно-измерительный блок, входящий в состав контрольно-измерительного прибора 2, обрабатывает полученный сигнал и преобразовывает в параметры вибрационных явлений (виброперемещение, виброскорость и виброускорение). Контрольно-измерительный блок путем сравнения полученных параметров с предельно допустимыми, заложенными в памяти, при их превышении формирует команду, направляемую на исполнительный механизм, входящий в состав контрольно-измерительного прибора 2, для немедленной остановки оборудования. Параллельно контрольно-измерительный блок направляет полученные параметры по экранированному кабелю 3 на пульт управления оператора. Данные параметры выводятся на экран пульта управления в удобной для восприятия форме, а также могут быть сохранены в базе.

5. Данный способ измерения параметров позволяет исключить ложные срабатывания от случайных толчков и ударов, за счет чего повышается надежность данного устройства. Это недостижимо в известных устройствах.

6. Изобретение может быть использовано для обеспечения виброзащиты компрессоров, насосов, вентиляторов, центрифуг и другого оборудования, имеющего вероятность возникновения высоких уровней вибрации.

Положительным эффектом разнесенной установки вибродатчиков является возможность их установки в точках, наиболее подверженных воз-

действию вибрации по данной оси, что позволит наиболее точно регистрировать параметры вибрационных явлений.

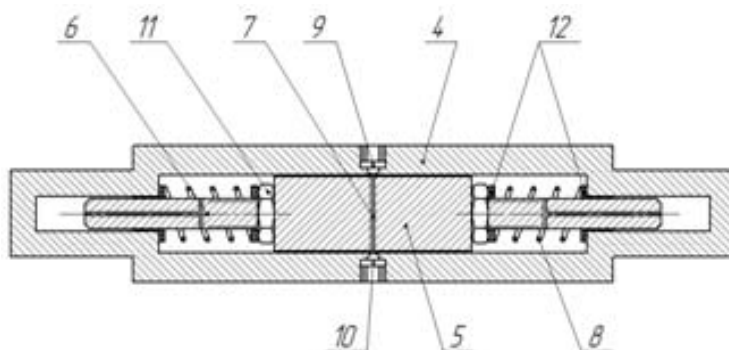


Рис. 2. Вибродатчик: 4 – корпус; 5 – элемент; 6 – штырь; 7 – центральная прорезь; 8 – пружина; 9 – светозлучающий блок; 10 – приемный блок; 11 – регулировочная гайка; 12 – стопорные шайбы

7. Источниками основных погрешностей при измерении параметров вибрационного воздействия являются пружины и уплотнения, применяемые в вибродатчиках. Данные погрешности будут учтены при написании программного обеспечения, что сведет к незначительным погрешностям, не влияющим на точность измерения, или их полному удалению.

8. Требовалось создать устройство вибродиагностики и виброзащиты для повышения надежности при аварийных нагрузках, исключающее ложное срабатывание от случайных толчков и ударов. В ходе работы было получено устройство, способное обеспечить безопасность эксплуатации технологического оборудования. Кроме того, устройство исключает ложное срабатывание системы виброзащиты, что положительно влияет на экономическую область производства.

Представленное устройство требует дальнейших исследований в данном направлении, а также создания реально существующей экспериментальной модели для точной настройки и отладки программного обеспечения для контрольно-измерительного блока.

9. Выводы:

1) получено устройство, исключающее ложное срабатывание системы виброзащиты;

2) в данном устройстве применяется три вибродатчика для диагностирования оборудования по двум направлениям в каждой из трех плоскостей, что повышает виброзащиту;

3) данное устройство способно передавать оператору данные о вибрационном воздействии на диагностируемое оборудование;

4) при применении данного вибровыключателя снижаются затраты на виброзащиту.

Список литературы

1. United States. Patent № US 6,740,867 B2 VIBRATION SWITCH.
2. United States. Patent № US 7,592,556 B2 VIBRATION SWITCH.

УДК 62-599

Увеличение срока службы трубного ключа системы верхнего привода

Д.Е. Латышев *

*Научный руководитель канд. техн. наук М.П. Хомутов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

В настоящее время системы верхнего привода (СВП) получают все большее распространение в технологическом процессе строительства скважин.

Можно выделить следующие технологические преимущества СВП:

Экономия времени на наращивание труб при бурении. Наращивание колонны бурильных труб свечой длиной 28 м позволяет устранить каждые два из трех соединений бурильных труб.

Уменьшение вероятности прихватов бурильного инструмента. Силовой вертлюг позволяет в любой необходимый момент времени в ходе операции «спуск» или «подъем» элеватором в течение 2–3 минут соединить с бурильной колонной и восстановить циркуляцию бурового раствора и вращение бурильной колонны, тем самым существенно снизить вероятность прихвата инструмента.

Расширение (проработка) ствола скважины не только при спуске, но и при подъеме инструмента.

Повышение точности проводки скважин в условиях направленного бурения. С целью повышения точности ориентации при меньшем числе контрольных геофизических съемок ствола скважины с использованием отклонителя с гидравлическим забойным двигателем (ГЗД) СВП позволяет удерживать свечу в заданном положении по всей ее длине.

Повышение безопасности буровой бригады. Возможность вести наращивание свечой, а не одной трубкой, снижает число используемых соединений, что уменьшает вероятность несчастных случаев.

Снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну. Наличие механизированного сдвоенного шарового крана (внутреннего превентора) позволяет быстро перекрыть внутреннее отверстие в колонне, тем самым предотвратить разлив бурового раствора при

* © Латышев Д.Е., 2014.

отсоединении ствола силового вертлюга от свечи. Вся операция проводится бурильщиком без участия остальных членов буровой бригады.

Облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения. Возможность вести спуск обсадной колонны с вращением и промывкой обсадных труб при добавлении специального переводника для обсадных труб.

Повышение качества керна. Бурение на всю длину свечи без наращивания однетрубками улучшает качество керна, сокращает количество рейсов.

Обеспечение точного крутящего момента при свинчивании и докреплении резьбовых соединений. Использование электродвигателя постоянного тока или переменного с изменяющейся частотой дает возможность получать точный и плавный меняющийся вращательный момент докрепления для каждого соединения, что увеличивает срок службы бурильного инструмента.

Применение роботизированного верхнего привода позволяет сократить сроки строительства скважин, а также реализовывать требуемые параметры технологических режимов, реализуемых при сооружении скважин.

В процессе строительства скважин значительная часть времени затрачена на операции наращивания бурового инструмента и спускоподъемные операции.

Для выполнения операций свинчивания и развинчивания СВП оснащена трубным ключом и стопором. Он обеспечивает захват инструмента плашками, приводимыми в рабочее положение при помощи гидроцилиндра захвата.

Гидроцилиндр состоит из неподвижного поршня, а подвижным элементом является корпус цилиндра. Именно с помощью корпуса происходит захват инструмента.

При бурении цилиндр захвата находится в нерабочем положении, плашки наиболее удалены от бурильного инструмента, а сам инструмент может совершать вращение с частотой 0-200 об/мин, во время которого возможно возникновение радиальных биений, воспринимаемых подвижными частями гидроцилиндра захвата. Из-за этих биений гильза гидроцилиндра повреждается о неподвижный поршень и на ее корпусе появляются кольцевые углубления. Через эти углубления в штоковую полость перетекает рабочая жидкость, и в связи с этим корпус цилиндра постепенно смещается к бурильному инструменту, что может привести к незапланированной остановке бурильной колонны.

Чтобы избежать этого, мы предлагаем установить в напорную гидролинию гидроцилиндра захвата гидропневмоаккумулятор, который при наполнении цилиндра накапливает жидкость, а когда цилиндр находится в

нерабочем положении, аккумулятор подпитывает гидроцилиндр, компенсируя перетечки жидкости, не давая ему остановиться бурильную колонну. Манометр, установленный параллельно с гидропневмоаккумулятором, позволяет зафиксировать момент разрядки последнего и своевременно диагностировать износ внутренней поверхности гидроцилиндра (рис.).

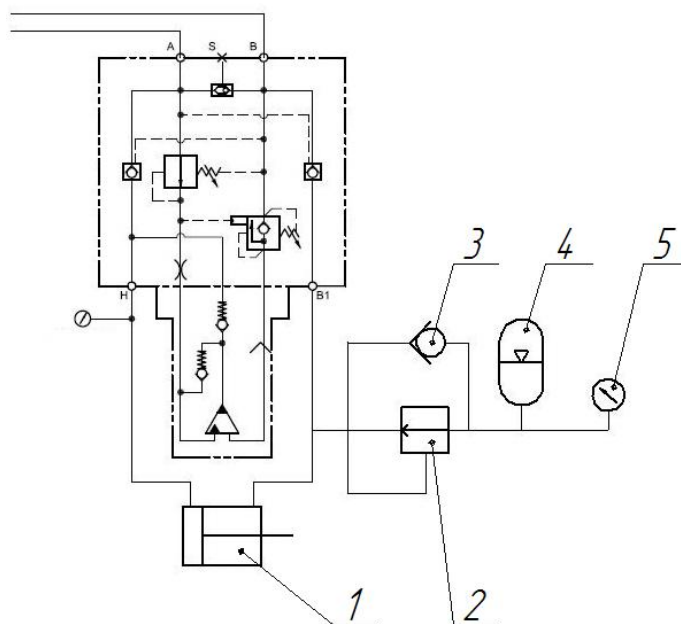


Рис. Схема подключения гидропневмоаккумулятора в напорную гидрوليнию:
 1 – гидроцилиндр, 2 – клапан, 3 – обратный клапан,
 4 – гидропневмоаккумулятор, 5 – манометр

УДК 67.05

Определение основных параметров и режима работы обратного клапана УЭЦН

Э.В. Залесский, Т.В. Лалетина*

Научный руководитель канд. техн. наук Е.В. Безверхая
 ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»

Одной из наиболее острых проблем, возникающих при эксплуатации установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) для добычи, является наличие в откачиваемой жидкости твердых взвешенных частиц (механических примесей), приводящих к снижению межремонтного периода работы скважины. Фильтрация жидкости в неустойчивых породах, особенно при больших градиентах скорости, приводит к разрушению породы, продвижению частиц к забою скважин и выносу в ствол.

* © Залесский Э.В., Лалетина Т.В., 2014

Осложнения в эксплуатации таких скважин связаны с постепенным накоплением песка на забое скважин, а также в рабочих колесах погружных насосов, что приводит к перегреву погружных электродвигателей (ПЭД) и их отказу.

В этой связи возникает проблема по защите дорогостоящего оборудования от абразивного износа и заклинивания рабочих органов твердыми частицами, повышения межремонтного периода работы скважины.

При высоком содержании механических примесей применение стандартных газопесочных якорей становится неэффективным из-за малых значений центробежных сил. Общим недостатком применяемых фильтров, устанавливаемых на забое или приеме насосов, является достаточно быстрое засорение непроточных ячеек и необходимость их частых промывок с подъемом оборудования.

Была разработана конструкция обратного клапана УЭЦН, позволяющая проводить промывку приема насоса от накопленных ТВЧ без подъема оборудования на поверхность, а также освобождение НКТ от жидкости при текущих ремонтах[1].

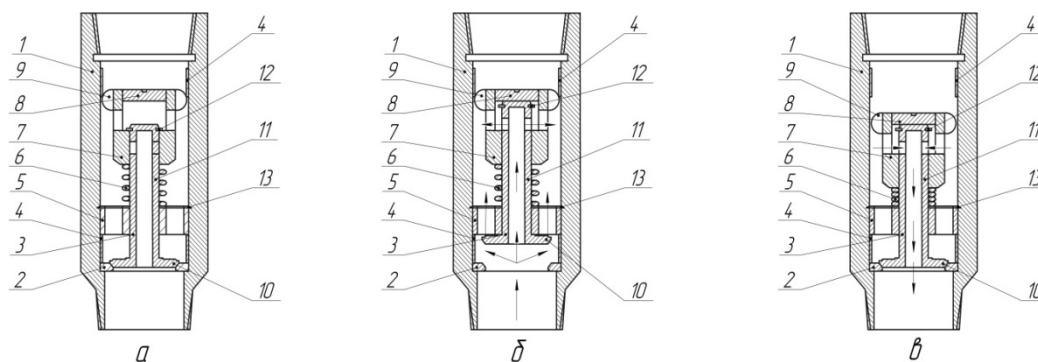


Рис. 1. Конструкция обратного клапана УЭЦН

На рис. 1а показана схема обратного клапана. В корпусе 1 клапана, установленного выше насоса, размещено посадочное седло тарельчатого клапана 3, переходящего в полый шток с горизонтальными окнами в верхней части. В седло 2 упирается опорная гильза 4, над которой располагается шайба 5 с центральным для полого штока и периферийными для протока жидкости каналами. Над шайбой расположена пружина 6, которая подпирает подвижную ступенчатую втулку 7, закрытую сверху крышкой 8 и имеющую центраторы 9. Во втулке 7 также выполнены горизонтальные отверстия большего диаметра. Клапан 3 для герметичной посадки в седло 2 имеет эластичную манжету 10. Для герметизации пары трения: втулка 7 – полый шток клапана 3 на последнем размещены эластичные манжеты 11. Для ограничения вертикального хода втулки 7 на полой штоке клапана 3 размещено стопорное кольцо 12. Для фиксации гильзы 4 и шайбы в корпусе 1 также установлено стопорное кольцо 13. Для работы клапана ис-

пользуется груз, в одном случае спускаемый в колонну насосно-компрессорных труб на скребковой проволоке через лубрикатор, а в другом – сбрасываемый в НКТ.

Рассмотрим как работает вышеприведенное устройство при подъеме жидкости по НКТ, обратной промывке и ремонте скважины.

Рабочее состояние УЭЦН

После спуска электроцентробежного насоса в скважину обратный клапан под собственным весом принимает крайнее нижнее положение. При этом пружина 6 остается в полностью разжатом положении, при котором горизонтальные отверстия во втулке 7 и полом штоке клапана 3 не совпадают, что предупреждает проток жидкости из НКТ в насос.

При запуске насоса в работу под действием напора жидкости снизу клапан 3 поднимается и пропускает жидкость в НКТ через периферийные каналы шайбы 5. Поднятие клапана 3 приведет к тому, что подвижная втулка 7 опустится по отношению к штоку, а горизонтальные каналы втулки и полого штока совпадут. Пружина 6 остается в разжатом состоянии. Таким образом, часть добываемой жидкости из насоса в НКТ будет поступать и через полый шток клапана 3. Схему обратного клапана при рабочем состоянии УЭЦН можно увидеть на рис. 1б.

Промывка

Для очистки фильтра на приёме насоса от налипших мехпримесей производится его остановка. Клапан 3 под собственным весом опустится вниз и прижмется гидростатическим давлением сверху к седлу 2. Отверстия во втулке 7 и полом штоке клапана 3 уже не совпадут, что предотвратит переток жидкости из НКТ в насос. Далее в НКТ скважины через лубрикатор на крышку 8 спускают груз, который благодаря весу, превышающему силу упругости пружины 6, сожмет ее и переместит втулку 7 вниз. При этом отверстия во втулке 7 и полом штоке клапана 3 совпадут, и жидкость из НКТ под большим напором будет перетекать в скважину через полость насоса и приёмный фильтр с её обратной стороны. Обратная промывка фильтра жидкостью позволит смыть с нее налипшую грязь. По истечении определенного времени опущенный на скребковой проволоке груз приподнимают и втулка 7 под действием сжатой пружины 6 возвращается в крайнее верхнее положение, перекрывая переток жидкости из НКТ в скважину.

При этом время очистки приёмной части насоса (обратной промывки) выбирается с расчетом предупреждения создания репрессии на пласт. После операции промывки производят запуск насоса в работу. Схему обратного клапана при промывке УЭЦН можно увидеть на рис. 1в.

Ремонтные работы

Обратный клапан насоса одновременно выполняет функции сливного клапана. Перед подъёмом подземного оборудования в случае проведе-

ния ремонтных работ производят сброс груза в НКТ без скребковой проволоки. Сброшенный груз, долетев до клапана, ударяется о крышку 8, сжимает пружину 6 и удерживает втулку 7 в крайнем нижнем положении по отношению к полуму штоку клапана, позволяя жидкости из НКТ через совмещенные окна во втулке и полум штоке вытекать в скважину при подъёме оборудования в период ремонта.

Чтобы отверстия во втулке 7 и полум штоке клапана 3 совпали, необходимо правильно подобрать материал пружины, ее конструкцию и усилие для сжатия этой пружины.

Расчет пружины

Пусть центробежный насос подвешен на НКТ 60 (внутренний диаметр равен 50,3 мм) на глубине 1800 м. Плотность флюида 826 кг/м³.

Груз, воздействующий на пружину, не должен превышать 20 кг, поскольку дальнейшее увеличение массы груза значительно осложнит СПО. Пружина закреплена на эластичных манжетах диаметром 25-30 мм, длина пружины не превышает 250 мм, а расстояние от нижнего конца отверстия на втулке до нижнего отверстия на тарельчатом клапане равно 50 мм.

Подбирая пружину, учитываем многократное на нее воздействие. Из имеющихся классов пружин I класс имеет наибольшую безотказную наработку – количество циклов не менее $1 \cdot 10^7$. Далее, исходя из наружного диаметра пружины, предполагаемой силы сжатия и диаметра проволоки, принимаем пружину I класса, 2-го разряда с номером позиции 425 по ГОСТ 13767-86[2]. Пружина изготовлена из стали марки КТ-2 или ЗК-7. Основные характеристики приведены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики пружины

Сила пружины при максимальной деформации F_3 , Н	Диаметр проволоки d , мм	Наружный диаметр проволоки D_1 , мм	Жесткость одного витка C_1 , Н/мм	Наибольший прогиб одного витка $s'3$, мм
212	3,5	34	51,830	4,09

Пусть груз имеет форму цельного цилиндра с диаметром 30 мм, а материал, из которого изготовлен цилиндр, – сталь плотностью 7900 кг/м³. Найдем силу, создаваемую грузом на пружину, т.е. силу пружины при рабочей деформации:

$$\begin{aligned}
 F_2 = P - F_A &= mg - \frac{m}{\rho_{ст}} \rho_{ж} g = mg \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{ст}} \right) = \\
 &= 20 \cdot 9,81 \left(1 - \frac{826}{7900} \right) = 175,69 \text{ Н}, \quad (1)
 \end{aligned}$$

где $\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³; $\rho_{ж}$ – плотность флюида, кг/м³; m – масса груза, кг; g – ускорение свободного падения, м/с².

С другой стороны, сила пружины при рабочей деформации равна

$$F2 = m \cdot g = \frac{C1}{N} \cdot \Delta L1, \quad (2)$$

где C_1 – жесткость одного витка, Н/мм; N – количество витков; $\Delta L1$ – расстояние от нижнего конца отверстия на втулке до нижнего отверстия на тарельчатом клапане, мм.

Из выражения (2) найдем количество рабочих витков пружины

$$N = \frac{C1}{F2} \cdot \Delta L1 = \frac{51,830}{175,69} \cdot 50 = 14,75 \approx 15 \quad (3)$$

Объем цилиндра равен

$$V_T = \pi r^2 h = \frac{m}{\rho_{ст}} \quad (4)$$

Зная массу груза, плотность и диаметр, найдем высоту цилиндра

$$h = \frac{m}{\rho_{ст} \pi r^2} = \frac{20}{7900 \cdot 3,14 \cdot 0,015^2} = 3,58 \text{ м.} \quad (5)$$

Взяв материал с большей плотностью, можно уменьшить размеры груза для упрощения СПО. Результаты расчетов сведены в табл. 2.

Итак, для бесперебойной работы обратного клапана наиболее рационально использовать пружину 1 класса 2-го разряда, которая выдержит наибольшее количество циклов в условиях агрессивной среды. Для полного сжатия данной пружины потребуется груз в форме цилиндра, изготовленный предпочтительно из свинца, длиной 2,5 м.

Теперь рассчитаем время, необходимое для промывки скважины с помощью обратного клапана. Возьмем следующие данные: вязкость (μ) – 60 сПз, проницаемость (k) – 300 мДа, эффективная мощность пласта (h) – 20 м, перфорация на глубине – 2000 м, радиус скважины (r_w) – 0,041 м, радиус контура питания (r_e) – 200 м, безопасный спуск груза осуществляется со скоростью не более 2 м/с, что займет 15 минут на глубину 1800 м.

Таблица 2

Сравнительная характеристика материалов

Материал	Плотность, кг/м ³	Высота цилиндра, м	Стоимость, Р
Сталь	7900	3,58	1020
Медь	8900	3,18	4200
Бронза	9100	3,11	2800
Свинец	11341,5	2,5	1100

Поскольку $P_{заб} \neq P_{пл}$, то следует ожидать приток из пласта, в первую секунду равный

$$Q_{пл}(t_1) = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot \left(P_{пл} - \rho_{ж} \cdot g \cdot \frac{H_{дин}}{10325} \right)}{18,41 \cdot \mu \cdot \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \cdot 86400},$$

где $H_{дин}$ – расстояние от динамического уровня до уровня перфорации.

В последующие секунды приток из пласта определяется по формуле

$$Q_{пл}(t_2) = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot \left(P_{пл} - \rho_{ж} \cdot g \cdot \frac{H_{дин} + \frac{Q_{пл}(t_1)}{\pi(r_{вн.обс}^2 - r_{нкт}^2)}}{10325} \right)}{18,41 \cdot \mu \cdot \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \cdot 86400},$$

где $r_{вн.обс}$ – внутренний радиус обсадной колонны; $r_{нкт}$ – внешний радиус НКТ; $Q_{пл}(t_1)$ – приток из пласта в первую секунду.

Изменение уровней жидкости до спуска груза на клапан с момента остановки УЭЦН можно увидеть на рис. 2.

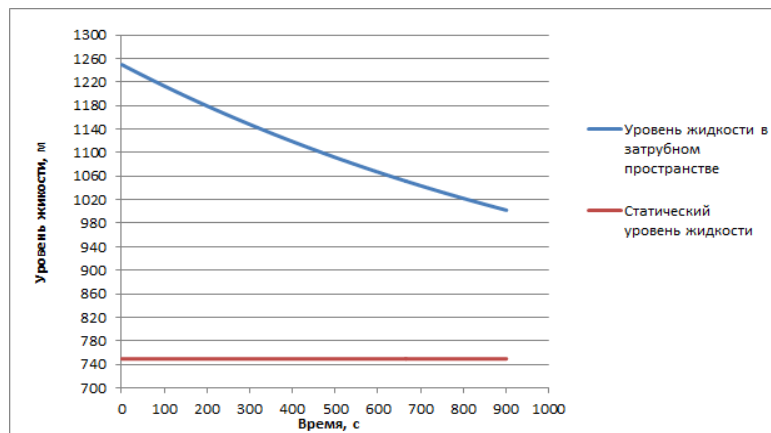


Рис. 2. Изменение уровней жидкости до спуска груза на клапан с момента остановки УЭЦН

Приток жидкости из НКТ можно определить по закону Паузейля

$$Q_{нкт} = \frac{\pi \cdot r'^4 \cdot (\rho_{ж} \cdot g \cdot H_{нкт} + P_{атм} - \rho_{ж} \cdot g \cdot H'_{дин})}{8 \cdot \mu \cdot L},$$

где $H_{нкт}$ – уровень жидкости в НКТ, $P_{атм}$ – атмосферное давление, $H'_{дин}$ – расстояние от уровня жидкости в затрубном пространстве до

уровня спуска УЭЦН, в момент открытия клапана, L – длина вертикального канала клапана, r' – радиус вертикального канала клапана.

Динамику изменения уровня жидкостей при открытии клапана можно увидеть на рис. 3.

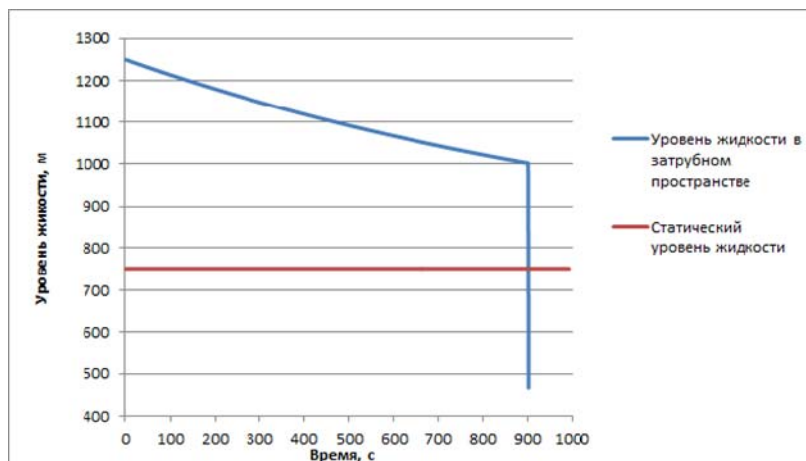


Рис. 3. Изменение уровней жидкости при открытии обратного клапана

Выводы

Как можно заметить на графике, во время промывки $P_{з\text{аб}} > P_{\text{пл}}$ данный перепад давления позволит осуществить очистку сетки УЭЦН, однако применение обратного клапана для данной цели нецелесообразно, поскольку образовавшаяся репрессия может привести к задавке флюида в пласт и, как следствие, кольматации призабойной зоны.

Список литературы

1. Автореферат диссертации «Разработка и исследование технологий и технических средств для поддержания пластового давления нефтяных месторождений».
2. ГОСТ 13767-86.

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 533.15:546.291

Получение микросферических мембран для селективного выделения гелия на основе узкой фракции ценосфер

Е.В. Жабин*

*Научный руководитель канд. хим. наук Е.В. Фоменко
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Гелий является ключевым компонентом многих современных высокотехнологичных производств. Он используется в атомной энергетике, воздухоплавании, ракетной технике, при выплавке, резке и сварке металлов, в производстве оптического волокна, полупроводников, сверхпроводящих систем, а также в магнитно-резонансной технологии [1]. Возрастающее с каждым годом в среднем на 3-5 % мировое потребление гелия требует увеличения объемов его добычи.

Современная промышленная технология получения высокочистого гелия (99.9950 об.%) базируется на его выделении из природного и нефтяного газа энергоемким криогенным способом. Процесс включает стадию низкотемпературной конденсации углеводородных фракций с получением гелиевого концентрата с содержанием He около 80 об.% и несколько стадий очистки полученного концентрата от примесей (метана, водорода, азота, аргона, неона) [2].

Отличительной особенностью гелия является исключительно высокая проникающая способность, обеспечивающая возможность применения на практике мембранных технологий для процессов разделения гелийсодержащих газовых смесей. В связи с этим альтернативным направлением для выделения гелия из природного газа является менее энергоемкая мембранная технология, для успешной реализации которой и получения гелия высокой чистоты (не более 0.005 об.% примесей, в том числе 0.004 He, 0.0005 – N₂, 0.0002 – CO₂ + CO, 0.0005 – водяных паров, 0.0001 – H₂, 0.0001 – углеводородов, 0.0001 – O₂+Ar) необходимы мембранные материалы, обладающие высокой гелиевой проницаемостью и селективностью,

* © Жабин Е.В., 2014.

химической и термической стабильностью, высокой прочностью, низкой стоимостью.

В качестве таких мембранных материалов предложено использовать полые стеклокристаллические алюмосиликатные микросферы – ценосферы, являющиеся микросферическим компонентом летучих зол и образующиеся в процессе сжигания угля в результате термохимических превращений минеральных компонентов [3, 4].

Преимуществами микросферических мембран на основе ценосфер являются высокие коэффициенты разделения смесей гелий-азот, гелий-метан, составляющие 10^5 - 10^6 при 400 °С, большая удельная поверхность мембранных элементов в единице объема 10^4 - 10^5 м²/м³, эффективность процесса газоразделения, не зависящая от повреждения отдельных глобул, а также повышенная механическая прочность, обусловленная локализацией кристаллитов муллита на внешней и внутренней поверхности ценосфер.

Исследования показали, что с ростом содержания в оболочке ценосфер фазы муллита в интервале 4-48 мас.% наблюдается увеличение коэффициента гелиевой проницаемости при 25 °С на два порядка, при этом он достигает уровня кварцевого стекла и более чем на два порядка превышает аналогичное значение для синтетических полых стеклянных микросфер фирмы 3М; фактор разделения смесей гелий-водород и гелий-неон, определенный как отношение коэффициентов проницаемости индивидуальных газов, составляет 10^2 и 10^4 соответственно [5].

Узкие фракции ценосфер представляют собой удобные объекты для исследования диффузионных свойств стеклокристаллических материалов, способных обеспечить высокие параметры диффузионного процесса выделения гелия из природного газа. В этой связи целью работы являлось выделение фракции ценосфер с узким распределением глобул по размеру, тонкой сплошной оболочкой и высоким содержанием фазы муллита.

Экспериментальная часть

В качестве сырья для получения узкой фракции ценосфер использовали концентрат ценосфер летучих зол от пылевидного сжигания каменного экибастузского угля при температуре 1600 °С на Рефтинской ГРЭС. Характеристики концентрата приведены в табл. 1. На рис. 1 представлен оптический снимок концентрата ценосфер в отраженном свете.

Получение узкой фракции ценосфер осуществлялось по схеме, включающей стадии магнитной сепарации, гранулометрического разделения по размерам, высокотемпературной обработки при 1000 °С для увеличения содержания фазы муллита, гидростатического отделения от перфорированных и разрушенных глобул [4]. На стадии магнитной сепарации использовали сепаратор марки 138Т, на котором при напряженности магнитного поля 10,55 Кэ выделяли немагнитную фракцию.

Таблица 1

Характеристики концентрата ценосфер

Образец	Насыпная плотность г/см ³	Гранулометрический состав, мкм*			Химический состав, мас. %									
		d ₁₀	d ₅₀	d ₉₇	п.п.п.	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	Na ₂ O	K ₂ O	MnO
Концентрат ценосфер Рефтинской ГРЭС	0,47	40	111	257	0,94	55,20	37,65	2,20	1,47	1,05	0,36	0,32	0,40	0,04

* – гранулометрический состав определен в испытательном центре HOSOKAWA ALPINE на лазерном анализаторе размеров частиц Suptec Helos&Rodos.

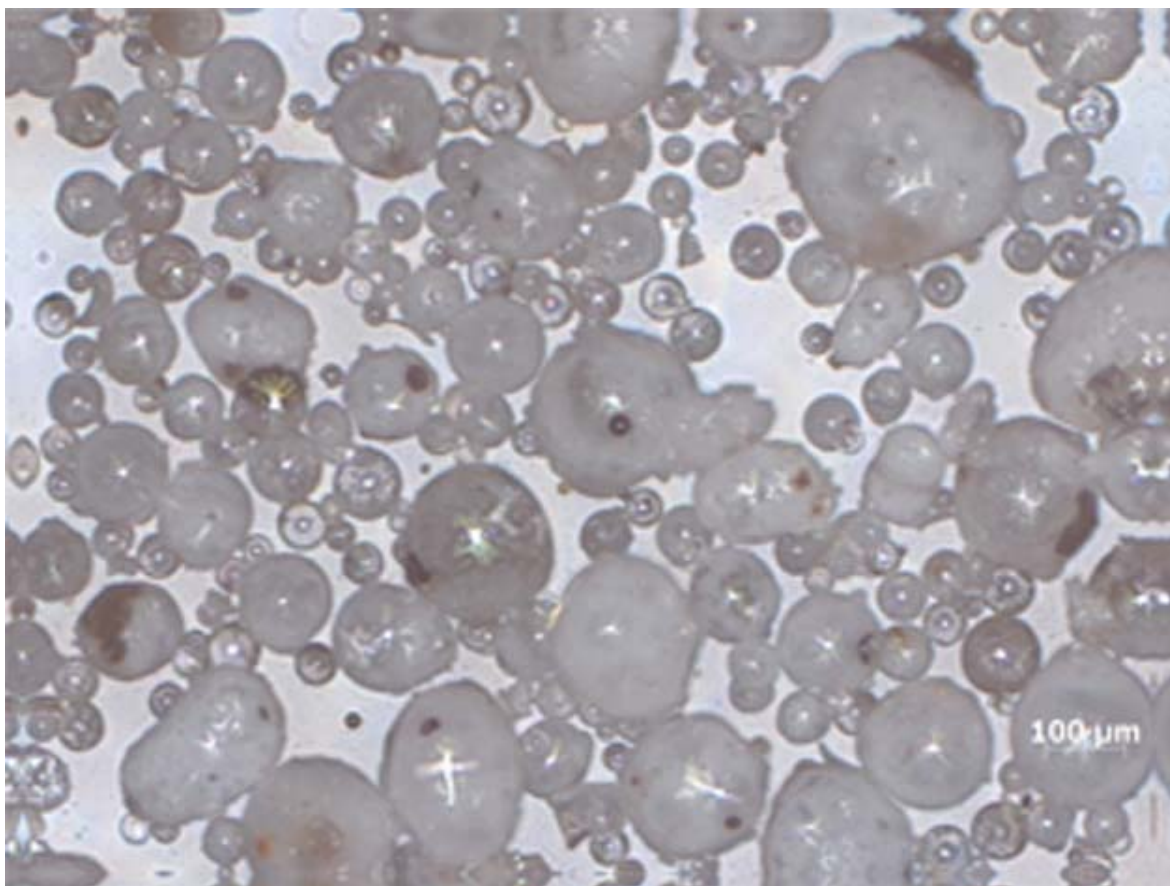


Рис. 1. Оптический снимок концентрата ценосфер Рефтинской ГРЭС

Для последующего гранулометрического разделения использовали установку воздушно-ситового просеивания ALPINE e200 LS, Germany (рис. 2), позволяющую ускоренно получать образцы необходимого размера и обеспечивающую высокую степень воспроизводимости отсева за счет генерируемого вакуума и направленного потока воздуха, стандартные сита с размером ячейки 50 и 63 мкм.

Для определения насыпной плотности образца использовали прибор Autotap, Quantachrome Instruments, USA, позволяющий определять данную характеристику с высокой степенью воспроизводимости за счет автоматизации и программирования при уплотнении.

Определение распределения частиц по размеру и среднего диаметра глобул в полученной узкой фракции размером 0,063+0,05 мм проводилось с помощью оптического микроскопа Axioskop 40 (Carl Zeiss), снабженного окуляром W-PI 10x/23 и цифровой камерой PowerShot A 640 (Canon), и специально разработанной программы «Msphere».

Кажущуюся толщину оболочки ценосфер (δ) рассчитывали по формуле

$$\delta = 0,5 \cdot D_{cp} \cdot (1 - \sqrt[3]{1 - \rho_{нас} / (0,6 \cdot \rho_{mat})})$$

где D_{cp} – средний диаметр глобул, мкм; ρ_{mat} – плотность материала оболочки, определенная на основании термодинамических расчетов макрокомпонентного состава и составившая $2,45 \text{ г/см}^3$; $\rho_{нас}$ – насыпная плотность, г/см^3 .



Рис. 2. Фотография установки воздушно-ситового просеивания ALPINE e200 LS

Химический состав концентратов и выделенных из них узких фракций ценосфер был определен по ГОСТ 5382-91.

Фазовый состав узких фракций ценосфер определен с применением полнопрофильного анализа по методу Ритвельда на порошковом рентгеновском дифрактометре X'Pert Pro MPD (PANalytical) с твердотельным детектором PIXcel и вторичным графитовым монохроматором для CuK_α -излучения.

Результаты

С использованием имеющегося в ИХХТ СО РАН лабораторного оборудования получена укрупненная партия образца микросферических мембран на основе узкой фракции ценосфер НМ-R-5А $-0,063+0,05 \text{ } 1000^\circ\text{C}$ 3h vv vac в количестве 0,5 л и определены ее характеристики, в том числе насыпная плотность, распределение частиц по размерам, средний диаметр глобул, толщина оболочки ценосфер, химический и фазовый составы.

Таблица 2

**Физико-химические характеристики образца микросферических мембран
НМ-R-5А -0,063+0,05 1000°С 3h vv vac**

Образец	Химический состав, мас. %										Фазовый состав, мас. %		
	п.п.п.	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	SO ₃	P ₂ O ₅	Стеклофаза	Муллит	Кварц
НМР5А -0,063+0,05 1000°С 3h vv vac	0,42	59,92	35,70	1,00	1,18	0,80	0,59	0,70	0,20	0,08	59,9	37,2	2,4
Насыпная плотность, г/см ³											0,43		
Средний диаметр глобул, мкм											56		
Толщина оболочки, мкм											3,1		

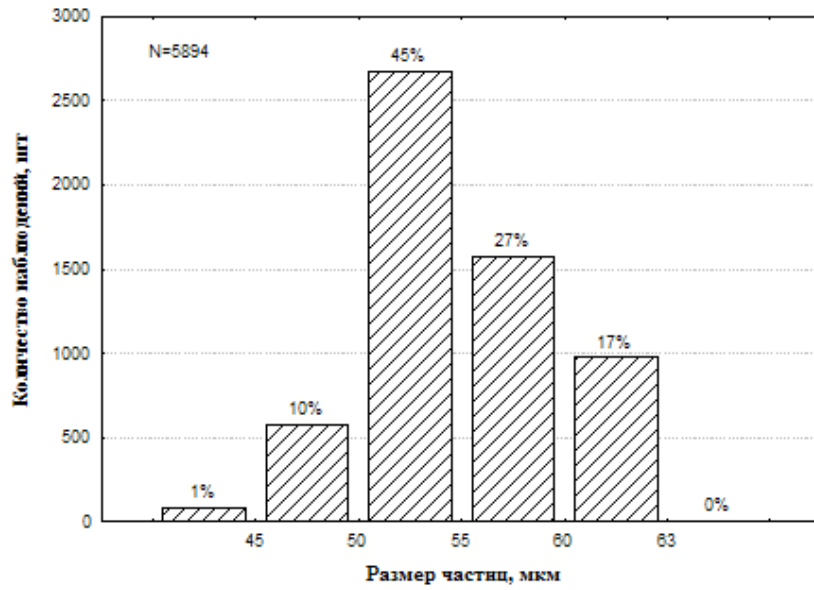


Рис. 3. Распределение частиц по размерам для образца микросферических мембран НМ-Р-5А -0,063+0,05 1000°С 3h вв вас

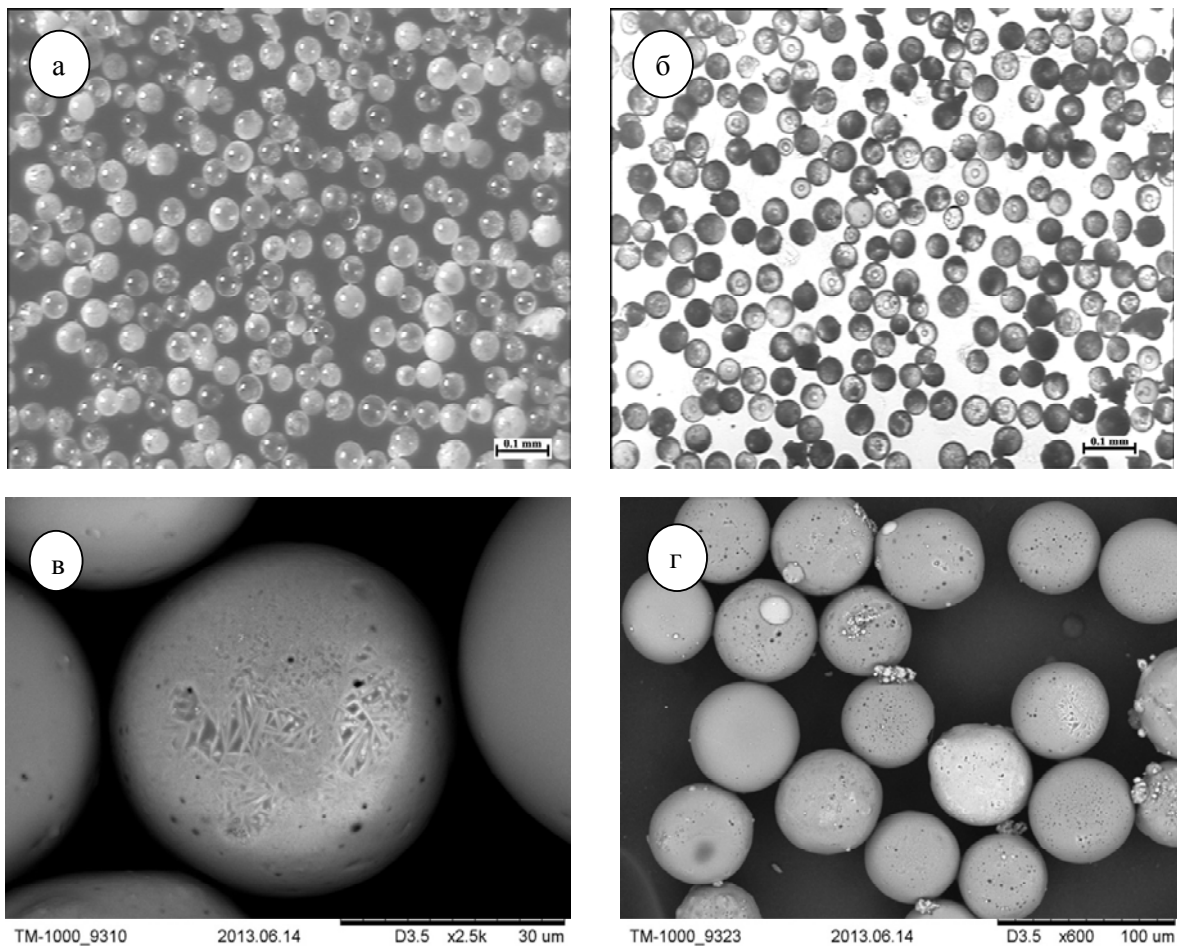


Рис. 4. Оптические (а, б) и электронные (в, г) снимки образца микросферических мембран НМ-Р-5А -0,063+0,05 1000°С 3h вв вас

В табл. 2 приведены физико-химические характеристики полученного образца. Значение насыпной плотности узкой фракции ценосфер составило $0,43 \text{ г/см}^3$, средний диаметр глобул 56 мкм, толщина оболочки 3,1 мкм. Содержание кристаллической фазы муллита 37,2 мас.%. На рис. 3 представлено распределение частиц по размерам для образца микросферических мембран, а на рис. 4 – его оптические (а, б) и электронные (в, г) снимки.

Полученный образец будет использован для исследования диффузионных свойств стеклокристаллических материалов в отношении газов с разными кинетическими диаметрами.

Выражаю благодарность сотрудникам ИХХТ СО РАН О.А. Михайловой и Е.С. Роговенко за помощь в проведении исследований.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке Междисциплинарного интеграционного проекта СО РАН № 91.

Список литературы

1. Молчанов С. А. Особенности выделения гелия из природного газа. М.: Недра, 2011. – 285 с.
2. Головкин Г. А. Криогенное производство инертных газов. 2 изд. – Л., 1983. – 416 с.
3. Fomenko E. V., Anshits N. N., Vereshchagin S. N., Pankova M. V., Solovyov L.A., Anshits A. G. and Fomin V. M. Dokl. Phys. Chem., 2010, 435, 202.
4. Fomenko E. V., Anshits N. N., Pankova M. V., Mikhaylova O. A., Solovyov L. A., Shishkina N. N. and Anshits A. G. Glass Phys. Chem., 2012, 38, 218.
5. Fomenko E. V., Rogovenko E. S., Solovyov L. A. and Anshits A. G. RSC Adv., 2014, 4, 9997.

УДК 66.071.6.081.6

Применение короткоциклового безнагревной адсорбции с использованием ценосфер для разделения гелийсодержащих смесей

В.Ю. Комаров*

*Научный руководитель канд. хим. наук. С.Н. Верещагин
Институт химии и химической технологии Сибирского отделения
Российской академии наук, г. Красноярск,
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Гелий – стратегическое сырье, он является незаменимым материалом для многих современных технологий, объемы его потребления постоянно

* © Комаров В.Ю., 2014.

возрастают [1]. В связи с этим актуальны технологии по его извлечению. Существуют две основных технологии разделения газов – криогенная и мембранная.

Криогенная технология основана на сжижении смеси и последующем её разделении на составляющие. Дальнейшее разделение газов смеси основано на различии температуры кипения её компонентов. При постепенном испарении сначала выпаривается компонент с более низкой температурой кипения, а остающаяся жидкость обогащается компонентом с более высокой температурой кипения.

Мембранная технология основывается на свойстве селективной проницаемости мембраны по отношению к определенным газам. В поток газовой смеси помещается мембрана, разные компоненты газа проходят через неё с различной скоростью, вследствие этого с одной стороны мембраны происходит накапливание вещества с наименьшей скоростью проникновения.

Также существуют методы сорбционного разделения газовых смесей, основанные на концентрировании определенного вещества на поверхности – адсорбции. Однако в случае гелийсодержащих смесей этот подход неприменим, поскольку не существуют вещества, способные адсорбировать гелий из-за его высокой химической инертности.

Недавно для обогащения гелийсодержащих смесей был предложен оригинальный подход, совмещающий мембранную и сорбционную технологии, – сорбционно-мембранный [1]. Материалом, поглощающим и удерживающим целевой компонент – гелий, являются алюмосиликатные микросферы (ценосферы) (рис. 1), которые представляют собой полые стеклокристаллические алюмосиликатные шарики, образующиеся при высокотемпературном факельном сжигании угля. Суть способа состоит в том, что газ, имеющий большую скорость проникновения, диффундирует через стенку во внутреннюю полость под действием разности парциальных давлений снаружи и внутри частиц (рис. 2). Частицы в этом случае являются сорбентом, а процесс разделения основан на повторении циклов сорбции-десорбции.

Предложенный метод имеет ряд преимуществ перед традиционным мембранным подходом:

1. Микросферическая структура сорбента является более надежной с позиций устойчивости работы по сравнению с цельными мембранами, так как при повреждении мембраны очень сильно падает эффективность разделения. При повреждении отдельной частицы эффективность практически не снижается.

2. Микросферы выдерживают более высокие давления и температуры по сравнению с полимерными мембранами.

3. Ценосферы также обладают более высокой селективностью, превосходят большинство известных полимерных мембран по этому показателю.

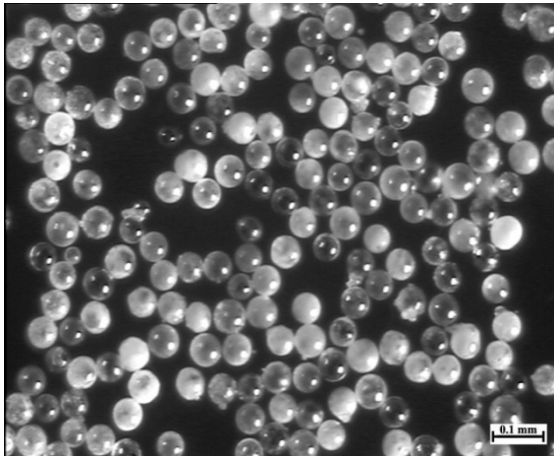


Рис. 1. Общий вид ценосфер в оптическом микроскопе (отраженный свет)

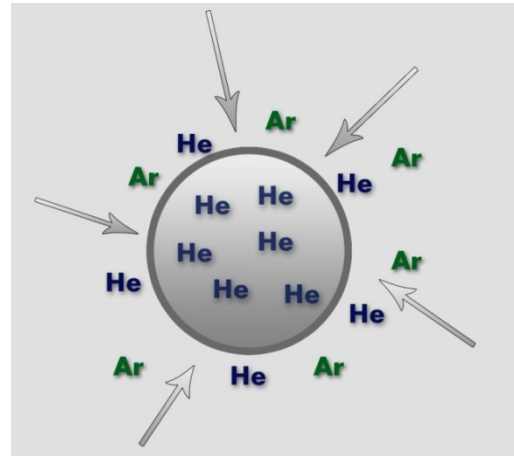


Рис. 2. Принцип поглощения геля ценосферами

В настоящее время в литературе не описана практическая реализация сорбционно-мембранного обогащения для гелийсодержащих смесей. Существующие же крупномасштабные технологии адсорбционного разделения газовых смесей относятся к одному из двух широко используемых методов, которые в зарубежной литературе называются TSA и PSA.

Метод TSA (temperature swing adsorption) – традиционный метод проведения адсорбционных процессов в циклах адсорбции-десорбции при различных температурах. Полный технологический цикл включает стадии адсорбции, нагрев слоя адсорбента, стадию десорбции и стадию охлаждения перед проведением следующего цикла. Необходимость периодического нагревания и охлаждения слоя адсорбента осложняет использование этого метода и является его главным недостатком.

Метод PSA (pressure swing adsorption, по-русски КБА – короткоцикловая безнагревная адсорбция) – новый прогрессивный метод. Главная отличительная особенность этого метода в том, что циклы адсорбции и десорбции проводятся при одной и той же температуре, устраняются стадии нагрева и охлаждения адсорбера, требующие больших затрат времени и энергии. Простейший цикл многоциклового работы адсорбера в режиме КБА состоит из нескольких стадий: 1) селективной адсорбции при парциальном давлении адсорбирующихся компонентов при адсорбции P_a на выходе в слой; 2) снижение давления десорбции до P_d ; 3) регенерации адсорбента (десорбции поглощенных компонентов) при давлении десорбции $P_d < P_a$.

Поэтому цель настоящей работы – разработка и создание экспериментальной установки для проведения процессов в режиме КБА, первичная оценка эффективности применения ценосфер для разделения гелийсодержащей смеси в процессе КБА.

Экспериментальная часть

Для проведения исследований была разработана и собрана лабораторная экспериментальная установка с объемом реактора 20 мл, позволяющая проводить циклы КБА при температурах до 500 °С и давлениях до 10 бар, принципиальная схема и общий вид которой приведены на рис. 3 и 4.

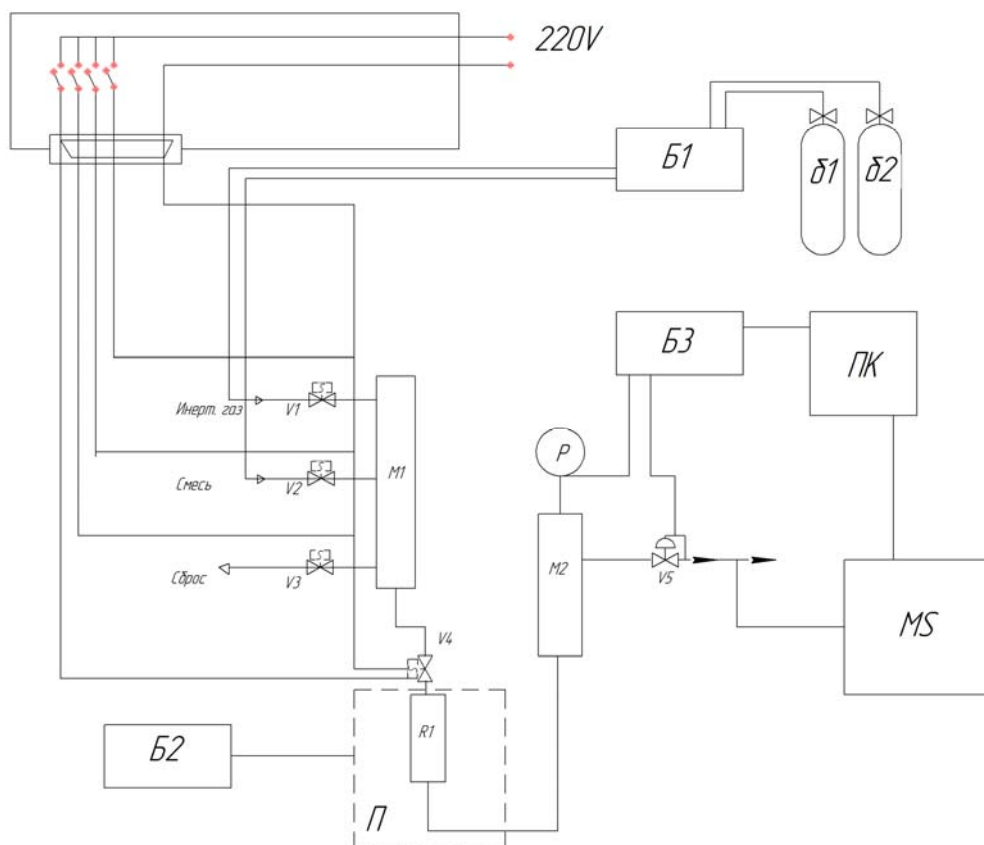


Рис. 3. Схема установки изучения процесса КБА гелия ценосферами:
Б1 – блок регулировки потоков; Б2 – блок управления температурой печи и управления клапанами V1-V4; Б3 – блок программирования давления и управления клапаном V5; М1 – впускной коллектор; М2 – выпускной коллектор; R1 – реактор; Р – манометр; П – печь; ПК – персональный компьютер; б1 – баллон с разделяемой смесью 5 % He в аргоне; б2 – баллон с газом продувки; MS – масс-спектрометр

Измерение концентраций компонентов в исходной смеси и газовых потоках после реактора проводили с помощью квадрупольного масс-спектрометра QMS 403С и рассчитывали с использованием определенных дополнительно относительных коэффициентов чувствительности по азоту, кислороду, аргону и гелию.

Для разделения использовали газовую смесь с содержанием 95 % аргона и 5 % гелия.

В работе изучено поведение двух образцов: (1) пористого силикагеля Siliprog 015 с поверхностью частиц 10-19 м²/г, размер частиц 100-125 мкм

(контрольный эксперимент) и (2) алюмосиликатных микросфер (ценосфер) летучих зол, полученных при пылевидном сжигании каменного экибастузского угля (Рефтинская ГРЭС), фракция 50-63 мкм, средняя толщина стенки 3.1 мкм.

Эксперимент заключался в последовательном повторении циклов продувки реактора инертным газом ($100 \text{ см}^3/\text{мин}$, N_2), набора давления разделяемой смеси в реакторе при перекрытом выходе из реактора ($100 \text{ см}^3/\text{мин}$, 5 % He в Ar) и сброса давления из реактора (около $100 \text{ см}^3/\text{мин}$).



Рис. 4. Общий вид установки КБА

Результаты

На рис. 5 приведены кривые изменения давления и концентраций гелия и аргона на выходе из реактора при проведении цикла КБА. Видно, что при использовании в качестве сорбента пористого силикагеля Silipor 015 (рис. 5А) отношение концентраций гелия и аргона остается приблизительно постоянным и близким к составу исходной смеси, т.е. с материалом Silipor не происходит разделения смеси. Наблюдающиеся незначительные отличия можно отнести на счет различия в коэффициентах диффузии He и Ar.

В отличие от Silipor 015 при использовании ценосфер в качестве сорбента (рис. 5Б) выходящий из реактора поток был относительно обеднен гелием, а газ на стадии последующей продувки обогащен. Это свидетельствует о том, что с ценосферами происходит разделение смеси. На стадии сброса давления соотношение He/(He+Ar) в выходящем потоке составляло 2.4 % He и постепенно повышалось, т.е. происходило приблизительно двукратное обеднение смеси гелием. При последующей продувке реактора азотом при атмосферном давлении наблюдалось существенное относительное обогащение смеси гелием, при этом отношение He/(He+Ar)

возрастало с 5 % в исходной смеси до 26 % He в газе продувки, т.е. наблюдалось приблизительно пятикратное обогащение гелием, что превосходит опубликованные патентные данные [2].

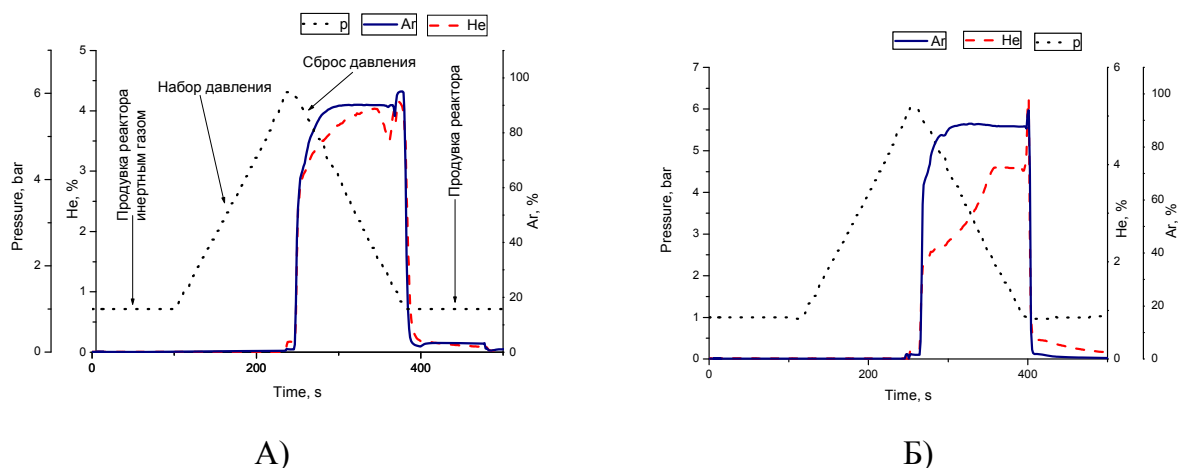


Рис. 5. Зависимость от времени давления в реакторе (P) и концентраций на выходе аргона (Ar) и гелия (He) при проведении КБА. Разделяемая смесь: He 5 %, Ar 95 %, $T=150^{\circ}C$. А) Silipor 015, Б) ценосферы

Таким образом, в результате работы создана экспериментальная установка для изучения процесса обогащения гелийсодержащих смесей методом КБА и проведены предварительные эксперименты, которые впервые экспериментально продемонстрировали увеличение содержания гелия в отходящем газе в процессе КБА с использованием ценосфер. Полученные данные являются промежуточным положительным результатом, который может служить исходной точкой при разработке сорбционно-диффузионной технологии разделения смесей.

Выражаю благодарность сотруднику ИХХТ СО РАН Е.С. Роговенко за помощь в проведении исследований. Работа выполнена при частичной финансовой поддержке Междисциплинарного интеграционного проекта СО РАН № 91.

Список литературы

1. Фомин В. Некриогенный метод получения гелия из природного газа / В. Фомин, С. Долгушев, А. Верещагин, А. Аншиц, С. Верещагин // Технологии ТЭК. – 2004. – №6. – С. 89-95.
2. Пат. 2508156 Российская Федерация, МПК В 01 D 53/02. Способ разделения многокомпонентной парогазовой смеси / Фомин В.М.; заявитель и патентообладатель ФГБУН Институт теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН. – № 2012118350/05; заявл. 03.05.12; опубл. 27.02.14, Бюл. № 6. – 7 с.

Изучение приёмистости дистиллятных компонентов дизельных и судовых топлив к депрессорным присадкам

В.А. Рудко, А.А. Шайдулина*

*Научный руководитель: д-р техн. наук, проф. Н.К. Кондрашева
ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет “Горный”»,
г. Санкт-Петербург*

Существенным фактором, влияющим на развитие современного рынка дизельных и судовых топлив, является рост доли добычи парафиновой нефти в общем объеме мировой нефтедобычи. Высокоплавкие парафиновые углеводороды, содержащиеся в больших количествах в такой нефти, а при использовании определённых технологических процессов при переработке на НПЗ переходящие в состав дизельных и судовых топлив, являются основным компонентом, повышающим температуру застывания этих топлив и снижающим подвижность при низких температурах эксплуатации [1, 3]. Таким образом, увеличение доли добычи парафиновой нефти приводит к постоянному дефициту промышленности в низкотемпературных дизельных и судовых топливах [1-4]. Актуальность решения существующей проблемы дефицита топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами продиктована в первую очередь вновь появившейся необходимостью освоения северных территорий для разработки в том числе и шельфовых месторождений, а также возрастающей активностью изучения Арктики.

На сегодняшний день существует несколько способов улучшения низкотемпературных свойств дизельных и судовых топлив [1, 2]. Одним из путей решения данной проблемы может служить облегчение фракционного состава компонентов этих топлив. Например, при получении одного из компонентов дизельного или судового топлива с установки АВТ – прямогонной дизельной фракции. Для улучшения низкотемпературных свойств последней обычно обрезают по концу кипения фракцию, выкипающую при 180-360 °С, в которой значительно снижается содержание твердых парафиновых углеводородов. Однако такой способ решения проблемы улучшения низкотемпературных свойств дизельных и судовых топлив приводит к снижению их ресурсов, что противоречит современным представлениям об эффективном использовании нефтяного сырья. Другим достаточно эффективным способом получения дизельных и судовых топлив, предназначенных для эксплуатации при низких температурах в холодных и

* © Рудко В.А., Шайдулина А.А., 2014.

арктических климатических зонах, является использование на НПЗ в схемах переработки процессов депарафинизации (карбамидной, цеолитной) и дегидроизомеризации. В первом случае улучшение низкотемпературных свойств топлива происходит за счёт выделения из его состава жидких парафиновых углеводородов, которые служат ценным сырьём для нефтехимической промышленности. Во втором случае происходит изомеризация длинных нормальных парафиновых углеводородов в порах селективного катализатора, тем самым снижая температуру застывания топлива. Однако существенными недостатками двух вышеописанных процессов является высокая стоимость и энергетические затраты, необходимые для введения их в эксплуатацию и последующее применение.

Альтернативой использованию вышеописанных способов получения низкотемпературных дизельных и судовых топлив служит применение высокоэффективных депрессорных присадок [1, 2]. Этот способ в сравнении с предыдущими отличается целесообразностью использования ресурсов нефтяного сырья, так как не предполагает облегчения фракционного состава. Наряду с этим существенным плюсом от применения депрессорных присадок является увеличение экономического эффекта, так как при получении дизельных и судовых топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами по этому способу не требуется применения предварительных высокостоящих и энергозатратных процессов дегидроизомеризации и депарафинизации [1, 2].

Высокоэффективные депрессорные присадки, как правило, представляют собой растворы активного вещества, непосредственно обеспечивающие депрессорные свойства, в органическом растворителе позволяющие снизить температуру застывания недепарафинированных высокозастигающих нефтепродуктов [2]. Существующие к настоящему моменту депрессорные присадки принято классифицировать по строению их активного вещества на полимерные и органические (неполимерные) [5]. К депрессорам первого типа относится присадка ВЭС (рис. 1), представляющая собой концентраты сополимеров этилена с винилацетатом в парафино-нафтенной фракции, выкипающей при 280-350 °С, или в лёгком газойле каталитического крекинга [2, 4, 5].

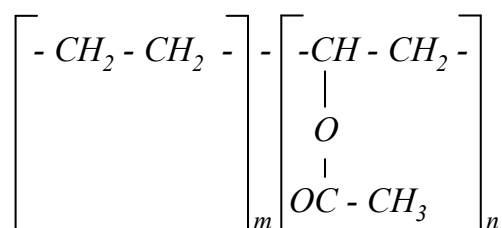


Рис. Сополимер этилена с винилацетатом

Приёмистость различных парафинистых топлив к депрессорным присадкам, иначе говоря, эффективность действия последних, определяется главным образом как химическим составом и строением молекул самой присадки, так и компонентным и углеводородным составом базового топлива [1-3]. При подборе присадки к депрессируемым дистиллятным видам топлив особое внимание следует обратить на содержание в нем твердых парафиновых углеводородов и температуру их плавления.

Для проведения исследований с промышленных установок прямой перегонки нефти (АТ, АВТ) были отобраны фракции дизельного топлива, выкипающие в интервале температур 180-360 °С. С установки каталитического крекинга вакуумного газойля 360-500 °С были отобраны лёгкие газойлевые фракции с температурами выкипания 180-360 °С. С установки замедленного коксования гудрона – фракции, выкипающей выше 500 °С, были отобраны лёгкие газойлевые фракции с температурами выкипания 180-360 °С. Также были отобраны керосино-газойлевые фракции (КГФ) замедленного коксования и каталитического крекинга, взятые в балансовом соотношении; прямогонная дизельная фракция с пределами кипения 275-400 °С, используемая при получении масла С-9, и экстракт после селективной очистки этой же фракции (275-400 °С); мазут из смеси сернистой западносибирской нефти. Все отобранные фракции использовались в качестве компонентов для получения дизельных и судовых (маловязких и высоковязких) топлив.

Авторами были исследованы две серии опытных образцов депрессорных присадок типа сополимеров этилена с винилацетатом – ВЭС с различной концентрацией активного вещества (звеньев ВА) и молекулярной массой, оцениваемой по показателю текучести расплава (ПТР), на десяти промышленных образцах нефтяных фракций различного фракционного и углеводородного состава.

По результатам проделанных исследований было установлено, что максимальная депрессия температуры застывания исследуемых нефтяных фракций достигается при концентрации депрессорной присадки ВЭС в интервале от 0,10 до 0,50 % мас., и в зависимости от природы и фракционного состава находится в пределах 28-40 °С. При введении депрессорной присадки ВЭС свыше 0,25 % мас. температура застывания исследуемых нефтяных фракций практически не снижается, а при достижении определённого значения зависимость температуры застывания топлива от концентрации вводимой в его состав депрессорной присадки приобретает экстремальный характер (см. табл.).

Для повышения приёмистости летних дизельных топлив к полимерным депрессорным присадкам целесообразно в их состав вводить лёгкий газойль каталитического крекинга (до 50 % мас.)

Из десяти исследуемых опытных сополимеров наиболее эффективными оказались три присадки из первой серии с содержанием звеньев винилацетата в количестве 30-40 % и две присадки второй серии с ПТР 0,7-19,2.

Таблица

Приёмистость различных видов топлива к присадке ВЭС

*	Присадка	Показатель	Концентрация присадки, % масс.						Максимальная депрессия, °С ΔT
			0	0,1	0,25	0,5	1,0	1,5	
1	ВЭС	Тз., °С	-14	-26	-32	-34	-38	-36	24
2		Тз., °С	-18	-36	-40	-36	-	-	22
3		Тз., °С	-8	-28	-28	-26	-	-	20

* 1 – приёмистость товарного летнего дизельного топлива к депрессорным присадкам; 2 – приёмистость смеси дизельного топлива и легкого газойля каталитического крекинга (в соотношении 1:1) к депрессорным присадкам; 3 – приёмистость утяжелённой прямогонной дизельной фракции 230-400 °С западносибирской нефти к депрессорным присадкам.

Все исследуемые фракции обладают хорошей приёмистостью к присадкам ВЭС и в зависимости от фракционного и группового углеводородного состава снижение их температуры застывания в среднем достигает минус 20-40 °С в интервале концентраций присадок от 0,10 до 0,50 % мас.

Приёмистость нефтяных фракций к депрессорной присадке ВЭС в большей степени зависит от содержания в топливе твердых парафиновых углеводородов и возрастает с увеличением молекулярной массы последних.

Список литературы

1. Кондрашев, Д.О. Эффективность действия депрессорных присадок на низкотемпературные свойства дизельных топлив / Д.О. Кондрашев, А.Г. Фоломеева, Н.К. Кондрашева // Тезисы докладов IV Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа, 2003. – С. 120-121.

2. Кондрашева, Н.К. Восприимчивость нефтяных фракций к сополимерам этилена с винилацетатом / Н.К. Кондрашева, А.Г. Фоломеева, Д.О. Кондрашев // Тезисы докладов IV Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа, 2003. – С. 121-122.

3. Митусова, Т.Н. Современные дизельные топлива и присадки к ним / Т.Н. Митусова, Е.В. Полина, М.В. Калинина. – М.: Техника, 2002. – 64 с.

4. Митусова, Т.Н. Дизельные топлива и присадки, допущенные к применению в 2001-2004 гг. / Т.Н. Митусова, Е.Е. Сафонова, Г.А. Брагина, Л.В. Бармина // Нефтепереработка и нефтехимия, 2006. – С. 12-14.

5. Тертерян, Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. – М.: Химия, 1990. – 140 с.

Оптимизация ступеней сепарации нефти при обводненности пласта

Д.И. Марьянчик*

*Научный руководитель канд. техн. наук С.И. Васильев
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

В данной статье рассмотрен один из вариантов изменения технологического процесса подготовки нефти (стандартной схемы). Особенностью реконструкции является то, что ее реализация существенно повышает показатели установки подготовки нефти (УПН), не требуя капитальных затрат (рис. 1).



Рис. 1. Аппарат для подготовки нефти

Стандартная схема сепарации нефти (рис. 2) является примером установки предварительного сброса воды, а также УПН.

На действующем месторождении УПН предназначена для дегазации, обессоливания, обезвоживания поступающей жидкости с кустов и доведения ее до требований ГОСТ Р51858-2002. «Нефть».

* © Марьянчик Д. И., 2014.

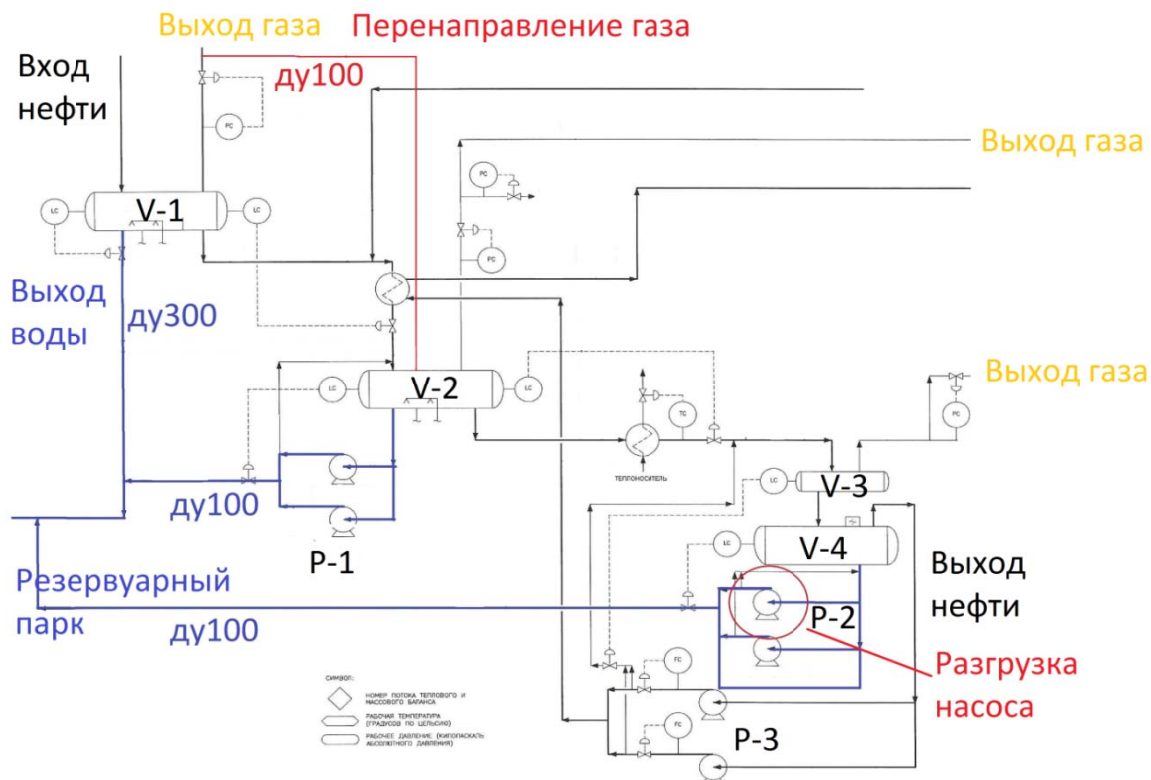


Рис. 2. Стандартная схема подготовки нефти

При использовании пробкоуловителя на стадии первичной дегазации нефть поступает в трехфазный сепаратор V-1, где происходит разделение на три фазы: нефть, газ, вода, аппарат V-2 работает так же, как V-1.

В дегазаторе V-3 происходит окончательная дегазация нефти. Аппарат V-4 отделяет оставшуюся воду от нефти. Стоит отметить, что сброс воды с V-1 осуществляется по безнасосной схеме, тогда как с V-2 и V-3 подтоварная вода откачивается насосами P-1, P-2. На основании этого утверждения предложено оптимально перенагрузить ступени подготовки нефти.

Стандартную технологическую схему подготовки нефти можно существенно оптимизировать, использовать аппарат V-1 в основном для сброса подтоварной воды по безнапорной схеме. Такое решение достигается путем поднятия уровня забора нефти в сепараторе V-1 с 2000 до 3400 мм и перенаправлением газа 1-й ступени сепарации в сепаратор 2-й ступени (рис. 3). В результате аппарат первой ступени используется для сброса воды. Газ с V-1 перенаправляется трубопроводом на V-2 (рис. 2). Рабочий объем газа для V-1 составит 10 % от общего объема аппарата. При удачной пробной работе реконструированного аппарата предлагается использовать аппарат V-1 как двухфазный (вода–нефть).

Основной техникий эффект от реконструкции аппарата и перенагрузки ступеней сепарации состоит в следующем:

- возрастание качества водоподготовки;
- использование полного потенциала оборудования сепарации;
- разгрузка насосного оборудования;
- снижение энергетических и финансовых затрат.

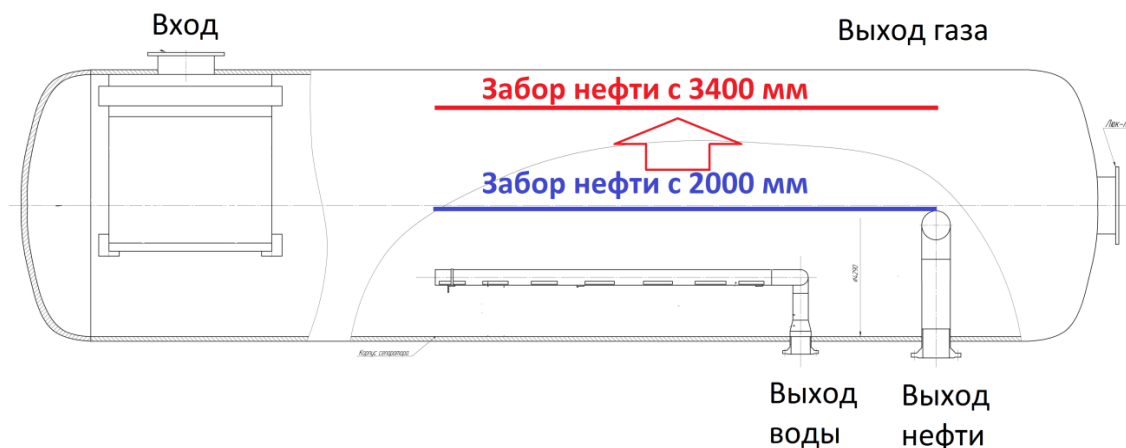


Рис. 3. Схема аппарата V-1 после реконструкции

Качество водоподготовки повысится, так как сброс воды с первой ступени значительно увеличен, именно с первой ступени идет вода с содержанием нефти до 30 мг/дм^3 . Подтоварную воду с первой ступени для снижения расходов на подготовку следует пускать в буферные резервуары без пропускания через системы подготовки пластовой воды, так как качество соответствует технологическому регламенту и ОСТ 39-228-89. «Вода для заводнения нефтяных пластов. Оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой продуктивного пласта».

Таблица 1

Общие показатели

Наименование	Процент от общего
Снижение затрат на ТО и ТР насосов Р-1	57
Снижение затрат на электроэнергию насосов Р 2080-2А	57
Снижение затрат на персонал для эксплуатации разгруженных насосов Р 2080-2А	30
Увеличение максимально возможного приема жидкости УПН	22
Разгрузка насосов Р-1	57

Предлагаемая схема позволит разгрузить систему подготовки подтоварной воды и дать возможность установке принять больше жидкости в случае критической обводненности нефтяного горизонта.

Математический расчет энергетического баланса и результаты предварительных испытаний подтверждают предположение о разгрузке насосов Р-2 на 57 %. Это обеспечит дополнительный резерв мощности насосной станции на перекачку подтоварной воды при обводненности нефтяного пласта.

Снижение финансовых затрат вызвано снижением стоимости технического ремонта и технического обслуживания насосного парка, снижением трудозатрат на эксплуатацию насосного парка, увеличением показателей качества водоподготовки, увеличением максимально возможного сброса подтоварной воды УПН при увеличении обводненности, снижением затрат на электроэнергию. Общие показатели сведены в табл. 1.

Предлагаемая реконструкция аппарата подготовки воды для заводнения нефтяных пластов позволяет сократить потребляемую мощность и оптимизировать технологическую схему подготовки воды.

Список литературы

1. ГОСТ Р 51858-2002. «Нефть. Общие технические условия». Введ. с 2002-07-01. – М.: ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти», 2002. – 26 с.

УДК 665.753.4

Совершенствование технологии серно-кислотного алкилирования

К.М. Ананьев*

*Научный руководитель д-р хим. наук В.П. Твердохлебов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Проблема улучшения качества моторных топлив требует увеличения мощности вторичных процессов переработки нефти, таких как изомеризация и алкилирование.

С помощью процесса алкилирования возможна эффективная утилизация непредельных углеводородов, образующихся в результате коксования и каталитического крекинга с одновременным получением продуктов с высокой добавочной стоимостью – алкилатов. В этой связи актуальна разработка эффективного метода реализации процесса алкилирования как по известным технологиям (жидкофазное алкилирование, твёрдофазное алкилирование), так и с использованием новых аппаратов смешения. Бензины таких термических процессов, как крекинг и замедленное коксование,

* © Ананьев К.М., 2014.

имеют низкую детонационную стойкость и химическую стабильность, а также высокое содержание. Алкилирование изобутана бензиновыми фракциями, содержащими в своём составе непредельные углеводороды в присутствии катализатора серной кислоты при 8-10 °С, является актуальным процессом в настоящее время.

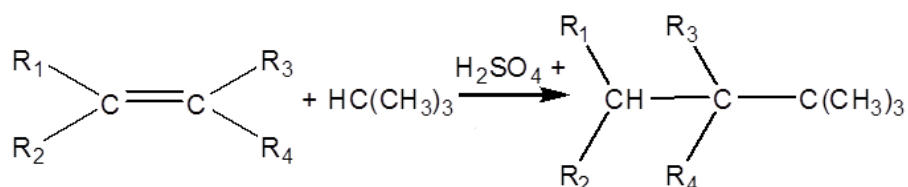


Рис. 1. Схема алкилирования изобутана олефинами в среде серной кислоты

Внедрение в технологическую схему НПЗ процесса алкилирования позволит эффективно использовать бензиновую фракцию установок замедленного коксования с получением высокооктановых компонентов товарных бензинов, не содержащих ароматических углеводородов. Также следует отметить, что процесс алкилирования имеет высокую производительность при сравнительно низких эксплуатационных затратах.

Проведение реакции алкилирования в среде серной кислоты в соответствующих условиях является одним из промышленных методов, однако выход целых продуктов сильно зависит от времени проведения реакции, температуры, способа смешения и др.

Поскольку процесс алкилирования в вышеуказанных условиях является гетерогенным процессом, то основным фактором, определяющим ускорение лимитирующей стадии реакции, является поверхность контакта реагирующих веществ и катализатора (непредельного соединения, изоалкана) и катализатора (кислоты). Таким образом, при достижении максимума этого фактора возможно более успешное проведение процесса.

С целью решения этой задачи мы использовали инжекторный метод смешения, позволяющий распределить реагирующие вещества и катализатор на уровне молекулярного смешения.

Новизна представляемой технологии заключается в аппаратном оформлении реакторного блока процесса алкилирования при получении высокооктановых бензиновых компонентов.

Принцип действия реакторного блока (рис. 2) заключается в интенсивном смешении газообразных компонентов с жидким реагентом за счет преобразования кинетической энергии движущегося потока жидкого реагента, а также изменения режима истечения при изменении проходного сечения установки.

При движении жидкого реагента по сужению сопла (конфузору) происходит увеличение скорости потока жидкости, в результате чего газообразные компоненты всасываются в полость корпуса по каналам ввода.

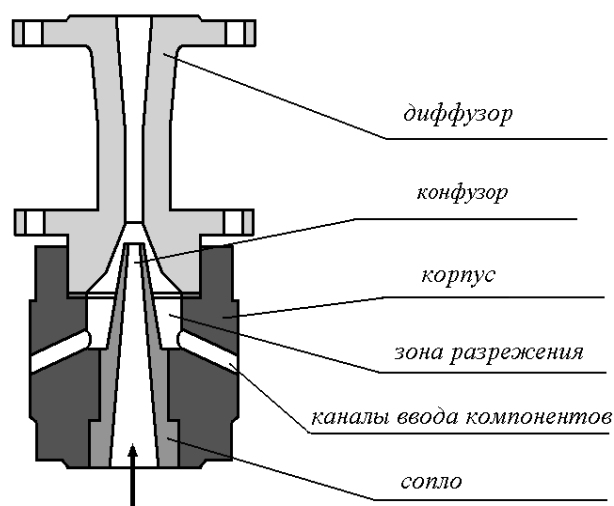


Рис. 2

Кроме увеличения скорости потока жидкости изменяется режим ее истечения, появляются поперечные и вращательные движения отдельных объемов жидкости. За счет изменения режима истечения происходит интенсивное смешение и химическое взаимодействие жидкого и газообразных реагентов в диффузоре.

Отсутствие движущихся частей и простота конструкции обеспечивают высокую надёжность оборудования. Принцип действия позволяет при сравнительно малых размерах агрегатов значительно интенсифицировать химические процессы.

Технологические параметры проведения процесса подобраны исходя из того, что смешение протекает минимум на два порядка выше, чем при стандартных контактных методах алкилирования.

Время контакта сокращено до 1-1,5 с, за счёт уменьшения контакта катализатора с реагирующим веществом, температура была повышена на 15-20 °С.

Соотношение реагентов: непредельные углеводороды : нормальный бутан : серная кислота = 1 : 3 : 10 (об. ед).

Возможность достижения технического результата в предлагаемом способе обусловлена тем, что одновременно в реактор-контактор подаются изобутан, серная кислота и газовая фракция процесса замедленного коксования. Взаимодействие олефинов, входящих в состав газовой фракции процесса замедленного коксования, со смесью изобутан-серная кислота, в отличие от классического алкилирования (смесь изобутан-олефины контактирует с катализатором – серной кислотой), обуславливает образование высокодисперсной эмульсии и протекание основной реакции в течение 1,0-1,5 с, что позволяет практически полностью избежать протекания побочных реакций полимеризации, снизить расход серной кислоты за счет её рециркуляции и повысить выход алкилата.

Принципиальная технологическая схема реализации процесса алкилирования в случае внедрения установки на НПЗ представляет собой два отдельных блока:

- производство концентрированной серной кислоты
- алкилирование изобутана

При этом, если отсутствует возможность производства серной кислоты, данный блок можно исключить и осуществлять поставку серной кислоты для периодической замены и пополнения системы.

На базовой кафедре химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов ИНИГ СФУ была разработана и создана опытно-экспериментальная установка серно-кислотного алкилирования инжекторным методом (рис. 3).

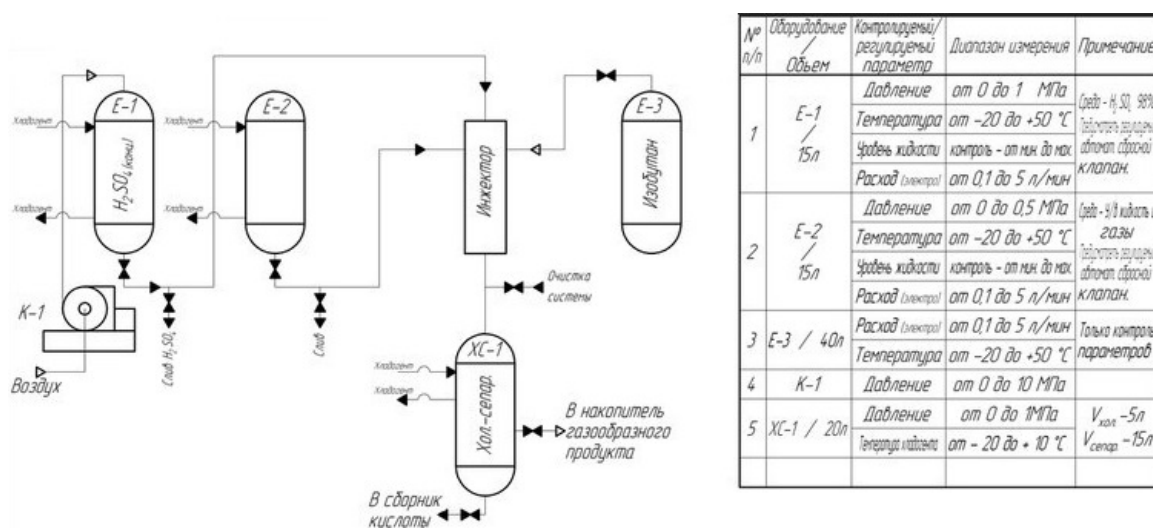


Рис. 3. Схема опытно-экспериментальной установки серно-кислотного алкилирования инжекторным методом

Установка по техническим характеристикам максимально приближена к промышленной и рассчитана на одновременную работу с установкой замедленного коксования того же рода, на которой уже были проведены все возможные работы по получению продуктов коксования. Такая комбинация позволит достичь наибольших результатов при моделировании технологической схемы для внедрения её на нефтеперерабатывающие заводы, провести необходимые исследования и сделать адекватные выводы о целесообразности использования в промышленности данного метода алкилирования для получения высокооктановых компонентов из продуктов коксования.

Опыт повышения энергоэффективности на установке атмосферной перегонки нефти

А.С. Киселева, В.А. Бабкин*

*Научный руководитель канд. хим. наук Ф.А. Бурюкин
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР) на предприятиях топливно-энергетического комплекса всегда уделялось повышенное внимание, а в современных условиях является одним из критериев экономической успешности предприятия.

Первым в цепочке процессов по переработке нефти стоит процесс обессоливания нефти и атмосферной (вакуумной) перегонки на установках ЭЛОУ-АТ (ЭЛОУ-АВТ). Полученные фракции служат сырьём для вторичной переработки или компонентами товарной продукции. От работы ЭЛОУ-АТ зависит выход и качество получаемых нефтяных фракций, а также технико-экономические показатели всего процесса переработки нефти на НПЗ.

Вопросы увеличения эффективности работы и интенсификации установок ЭЛОУ-АТ или ЭЛОУ-АВТ актуальны в современных условиях.

В результате проведённого обследования установки ЭЛОУ-АТ, входящей в состав комбинированной установки по переработке нефти ЛК-6Ус ОАО «АНПЗ ВНК», выявлено, что отходящие нефтяные фракции атмосферной колонны К-102 и отпарной колонны К-103 обладают большим запасом тепловой энергии, используя которую можно более рационально перераспределить тепловые потоки.

В качестве примера отметим, что температура мазута, поступающего на доохлаждение в аппараты воздушного охлаждения (далее – АВО) Х-119-123, составляет 150 °С, а температура дизельной фракции перед Х-112-112б – 170 °С (рис. 1). По нормам технологического регламента производства температура данных фракций при выводе с установки ЭЛОУ-АТ должна быть на уровне 95 и 60 °С соответственно для мазута и дизельной фракции.

Следует отметить, что для поддержания температуры и обеспечения режима ректификации в кубовую часть отбензинивающей колонны К-101 подается «горячая струя». Нагрев «горячей струи» осуществляется в двух секциях печи П-101 за счёт тепла, выделяемого при сжигании жидкого и газообразного топлива.

* © Киселева А.С., Бабкин В.А., 2014.

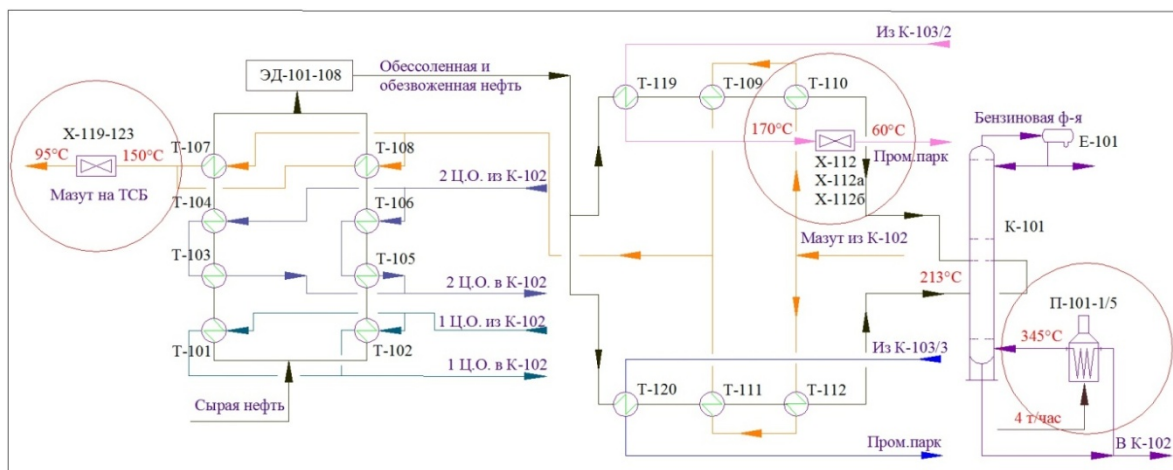


Рис. 1. Энергоёмкие участки установки ЭЛОУ-АТ: К – ректификационная колонна; П – трубчатая печь; Т – кожухотрубный теплообменник; X – аппарат воздушного охлаждения; ЦО – циркуляционное орошение; ЭД – электродегидратор.
(Указанные технологические режимы соответствуют параметрам IV квартал 2012 г. – I квартал 2013 г.)

После рассмотрения возможных вариантов по повышению эффективности использования ТЭР на установке ЭЛОУ-АТ специалистами Ачинского НПЗ предложен вариант 3-поточной схемы нагрева нефти с заменой теплообменного оборудования для более полной рекуперации тепла горячих продуктовых потоков, выводимых с колонны К-102 и колонны К-103 (рис. 2).

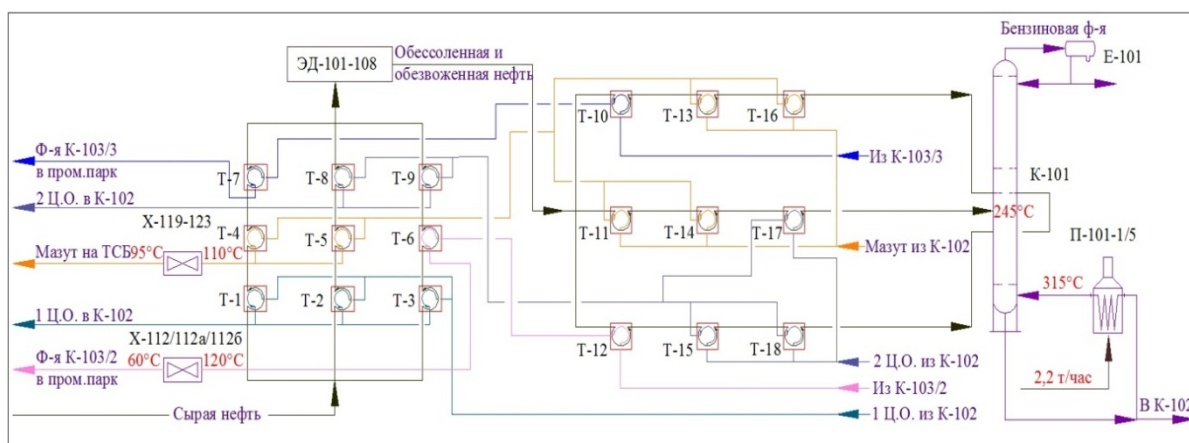


Рис. 2. Схема по увеличению энергоэффективности установки ЭЛОУ-АТ: К – ректификационная колонна; П – трубчатая печь; Т – спиральный теплообменник; X – аппарат воздушного охлаждения; ЦО – циркуляционное орошение; ЭД – электродегидратор

Для выбора оптимального типа теплообменного аппарата произведён анализ эффективности современного оборудования. На наш взгляд, наиболее приемлемым теплообменным оборудованием для модернизации технологической схемы установки ЭЛОУ-АТ являются спиральные теплообменники.

Спиральные теплообменные аппараты работают как под вакуумом, так и при давлении до 1 МПа при температуре рабочей среды от -20 до +200 °С. При соответствующем подборе конструкционных материалов и прокладок допустимые значения давлений и температур могут быть доведены до 2,5 МПа и 500 °С соответственно.

Благодаря тому, что площадь поперечного сечения каналов по всей длине остается неизменной, загрязнения на стенках в работающем аппарате лучше смываются потоком рабочей среды, и теплообменник может продолжительное время работать без чистки.

После замены теплообменного оборудования на спиральные, температура мазута на входе в X-119-123 уменьшилась на 27 %, а температура дизельной фракции перед X-112-112б – на 29,4 %.

Оптимальная рекуперация тепла позволила обеспечить увеличение средней температуры по 3-м потокам на входе в колонну К-101 на 15 %.

Результаты теплового расчёта колонны К-101 показали, что при увеличении температуры ввода сырья температура «горячей струи» уменьшается на 8,7 %, при этом происходит снижение на 45 % расхода технологического топлива для сжигания в секциях печи П-101.

Добавление третьего потока и замена кожухотрубных теплообменников на спиральные аппараты привели к сокращению потребления электроэнергии АВО за счёт снижения температур поступающих технологических потоков. Техничко-экономический расчёт показал, что годовая экономия электроэнергии на рассмотренных АВО составляет около 19 %.

Следует отметить, что существенные потери энергии на НПЗ наблюдаются в технологических печах, потребляющих до 80 % топлива.

Внедрение ресурсосберегающих материалов, позволяющих повысить КПД печей и уменьшить потребление технологического топлива, подразумевает нанесение специальных покрытий на футеровку, змеевики и внешнюю поверхность печи.

Покрытия для футеровки и змеевиков печей – это жаропрочные композиционные материалы, выдерживающие температуру до 1900 °С. Покрытия являются коллоидными системами «золь-гель», где в качестве твёрдой фазы выступают наполнители – тонкодисперсные порошки соединений кремния, бора, молибдена, вольфрама, циркония и углерода, а жидкой фазой выступают связующие на основе соединений кремния.

После нанесения покрытия представляют собой тонкие газонепроницаемые высокопрочные материалы, обладающие химической, термической и механической устойчивостью, препятствующие образованию различных отложений внутри печи.

Покрытие для внешней поверхности печи – это жидкий теплоизоляционный материал, состоящий из керамических микросфер размером 10–20 мкм с разряжённым газом, которые находятся в виде смеси латекса и

акриловых полимеров. Данная композиция после высыхания делает материал лёгким, гибким, растяжимым.

Учитывая положительный опыт применения специальных материалов на предприятиях нефтепереработки, принято решение о нанесении ресурсосберегающих покрытий на футеровку, змеевики и внешнюю поверхность печи П-101 установки ЭЛОУ-АТ.

На рис. 3 и 4 представлены результаты теплового обследования внутренних элементов и поверхности печи до и после нанесения энергоэффективного покрытия.

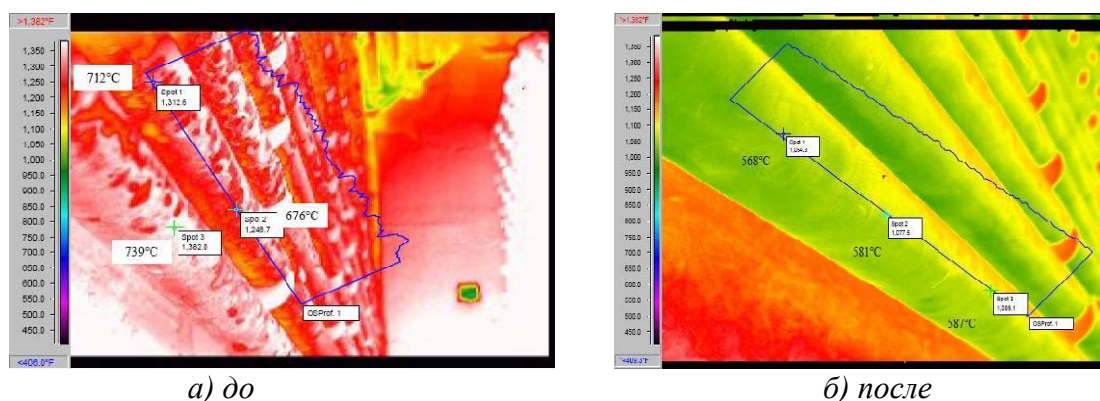


Рис. 3. Термография до и после нанесения энергоэффективного покрытия на поверхность труб змеевика

Анализируя данные термографического исследования поверхности труб змеевика печи, можно сделать выводы о снижении температуры труб в среднем на 140 °С, равномерности нагрева внутренних элементов печи и улучшении распределения тепла по поверхности теплообмена. Результатами нанесения покрытия являются увеличение КПД печи; увеличение срока эксплуатации футеровки; сокращение расхода топлива; снижение коксообразования.

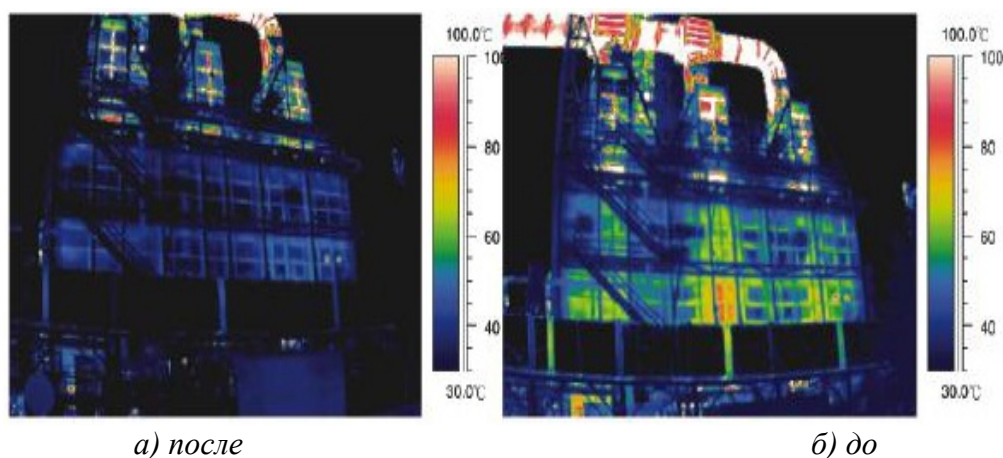


Рис. 4. Термография после и до нанесения энергоэффективного покрытия на внешнюю поверхность печи

Результаты термографического исследования внешней поверхности печи показали, что произошло улучшение функции энергосбережения за счет снижения потерь тепла через ограждающие конструкции печи.

Для оценки степени изменения КПД печи на рис. 5-7 представлены температурные тренды, рассчитанные в ходе проведения мониторинга работы печи.

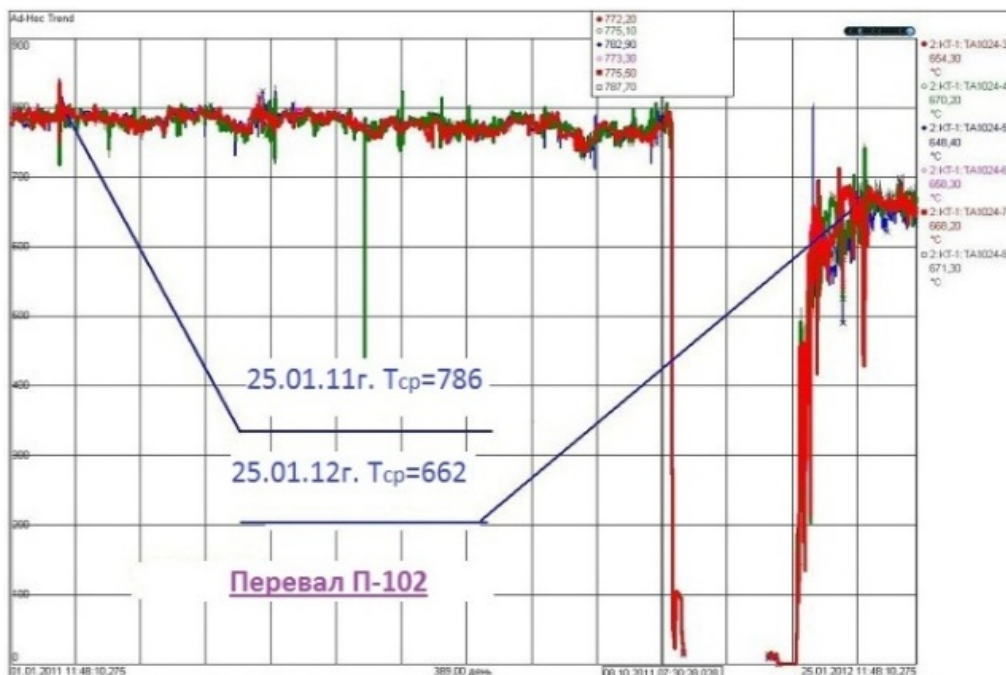


Рис. 5. Тренд температуры внутренних элементов и поверхности печи до и после нанесения энергоэффективного покрытия

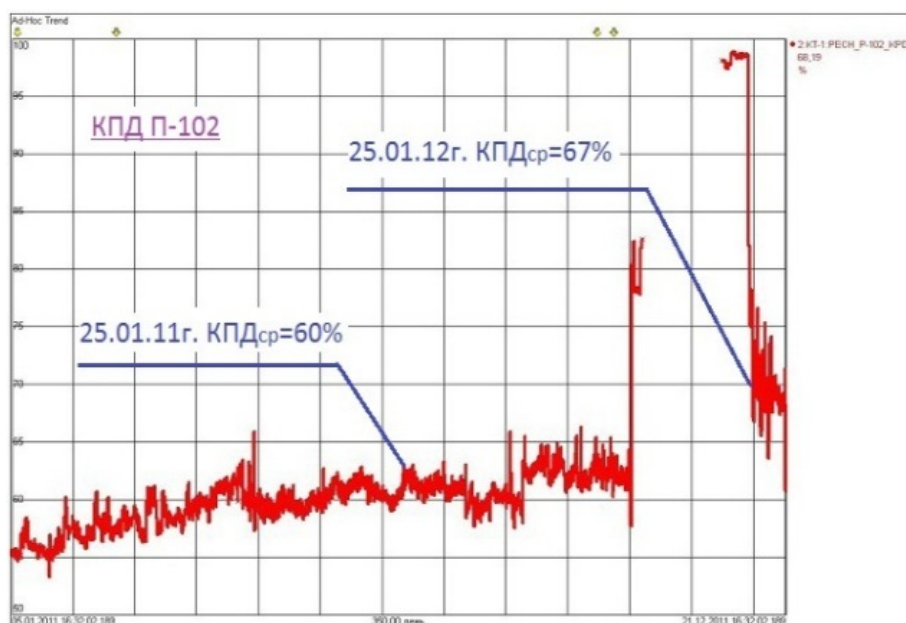


Рис. 6. Тренд температуры уходящих дымовых газов до и после нанесения энергоэффективного покрытия



Рис. 7. Тренд КПД печи до и после нанесения энергоэффективного покрытия

Таким образом, комплекс мероприятий по увеличению энергоэффективности установки ЭЛОУ-АТ позволяет увеличить температуру сырья колонны К-101 при одновременном уменьшении расхода технологического топлива в секциях 1 и 5 печи П-101, а также снизить расход электроэнергии в АВО. Нанесение специальных материалов на внутренние элементы и поверхность печей увеличивает КПД и надежность оборудования и уменьшает потребление технологического топлива.

Следует особо подчеркнуть, что немаловажным результатом уменьшения расхода технологического топлива на сжигание является сокращение выбросов в атмосферу.

УДК 665.753.4

Улучшение качества низкозастывающих дизельных топлив

С.А. Савич, А.В. Григорьев, Е.В. Смирнова*
*Научный руководитель канд. хим. наук Ф. А. Бурюкин
 ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

В последнее время ежегодно увеличивается доля легкового автотранспорта, использующего дизельное топливо (далее – ДТ). В период с 2009 по 2013 год среднегодовой темп прироста автотранспорта, работаю-

* © Савич С.А., Григорьев А.В., Смирнова Е.В., 2014.

щего на ДТ, составил ~6% [1]. Следует отметить, что потребность в зимнем и арктическом ДТ составляет 40% от общего потребления. Однако российскими НПЗ производится в основном летнее ДТ (85%), зимнего ДТ выпускается в 6 раз меньше (14%), арктическое ДТ составляет 1% от объема производства [2].

В настоящее время в России действует ГОСТ Р 52368-2005 «Топливо дизельное ЕВРО», регламентирующий выпуск ДТ ЕВРО по 6 сортам для использования в условиях умеренного климата (А, В, С, D, E, F) и 5 классов для использования в условиях холодного и арктического климата (0, 1, 2, 3, 4, 5).

Для зимних ДТ требуемые показатели низкотемпературных характеристик достигаются в результате снижения содержания высококипящих парафинов нормального строения при оптимальном соотношении с низкокипящими n-парафинами C₁₀-C₁₅, углеводородами изостроения и моноциклическими ароматическими углеводородами, которые являются растворителями высококипящих n-парафинов [3].

Можно сделать вывод, что дефицит выпуска зимних видов ДТ объясняется тем, что при производстве низкозастывающих топлив требуется снизить температуру конца кипения дизельной фракции, что приводит к снижению суммарного выхода светлых нефтепродуктов. При организации производства низкозастывающих ДТ с ультранизким содержанием серы нефтеперерабатывающим предприятиям необходимо одновременно решать две сложные задачи: улучшение низкотемпературных свойств и значительное углубление гидроочистки.

Включение в технологическую схему НПЗ процесса каталитической гидродепарафинизации позволяет в широких пределах преобразовывать химический состав исходного сырья, значительно увеличить степень его использования и, следовательно, повысить выход и качество целевых продуктов.

Опыт производства в России низкозастывающих ДТ с содержанием серы 50 и 10 ppm показывает, что процесс депарафинизации в среде водорода хорошо интегрируется с процессом глубокого гидрообессеривания. Для внедрения процесса гидродепарафинизации можно использовать существующие установки гидроочистки без существенных изменений технологической схемы или строительство новых установок.

Внедрение процесса гидродепарафинизации, совмещенного с процессом гидроочистки, стало в 2006 г. одним из этапов модернизации производств Ачинского НПЗ, направленной на обеспечение выпуска летних и зимних ДТ, соответствующих современным экологическим и эксплуатационным требованиям [3].

Техническое перевооружение установки гидроочистки ДТ (секция 300/1), входящей в комбинированную установку по переработке нефти ЛК-

6Ус, включало в себя ввод в строй дополнительного реактора (Р-301А), установленного последовательно с существующим реактором гидроочистки (Р-301), и реконструкцию блока стабилизации, так как процесс гидродепарафинизации связан с гораздо более высоким выходом углеводородного газа и бензина, чем было предусмотрено в первоначальном проекте.

В настоящее время технологический процесс получения ДТ ЕВРО на Ачинском НПЗ включает в себя следующие технологические операции:

Электрообезвоживание и электрообессоливание нефти (установка ЭЛОУ);

Прямая атмосферная перегонка нефти (секция 100 установки ЛК-6Ус) с получением керосиновой прямогонной фракции, дизельной фракции и прямогонного погона утяжеленного фракционного состава (далее – УФС);

Вакуумная перегонка мазута на вакуумной колонне К-1 установки ВТ-битумная с получением барометрического соляра (фракции до 350 °С) и верхнего циркуляционного орошения (фракция до 360 °С);

Каталитическая депарафинизация и гидроочистка смеси фракций (секция С-300/1 установки ЛК-6Ус): средней дизельной фракции колонны К-103/2, прямогонного погона УФС колонны К-103/3, барометрического соляра и верхнего циркуляционного орошения колонны К-1 установки ВТ-Битумная с получением гидроочищенных (далее -г/о) компонентов: бокового погона колонны К-301 и дизельной фракции (куб колонны К-301);

Гидроочистка керосиновой прямогонной фракции (секция С-300/2 установки ЛК-6Ус) с получением г/о керосиновой фракции;

Смешение компонентов с получением базового ДТ;

Вовлечение в базовое топливо присадок с получением товарного ДТ требуемого качества;

Контроль качества в ходе изготовления и окончательная приемка продукции.

В зимнее время Ачинский НПЗ производит ДТ класса 2 вид II. Рассматривая различные современные технологии перехода на производство ДТ для арктического климата класса 4 вид III, специалисты предприятия, основываясь на исследованиях, выполненных в Институте нефти и газа СФУ, пришли к выводу о необходимости реализации следующих мероприятий:

1. Переобвязка реактора Р-301Б объемом 110 м³ с включением первым в системе хода сырья и реактора Р-301А объемом 70 м³ с включением вторым по ходу сырья (рис. 1).

Данное технологическое решение связано с тем, что реакции в процессе гидроочистки дизельных фракций носят экзотермичный характер. Реактор с катализатором депарафинизации в этом случае должен быть вто-

рым по ходу сырья с возможностью регулирования температурного режима работы реакторного блока путем подачи квенча (холодного водорода).

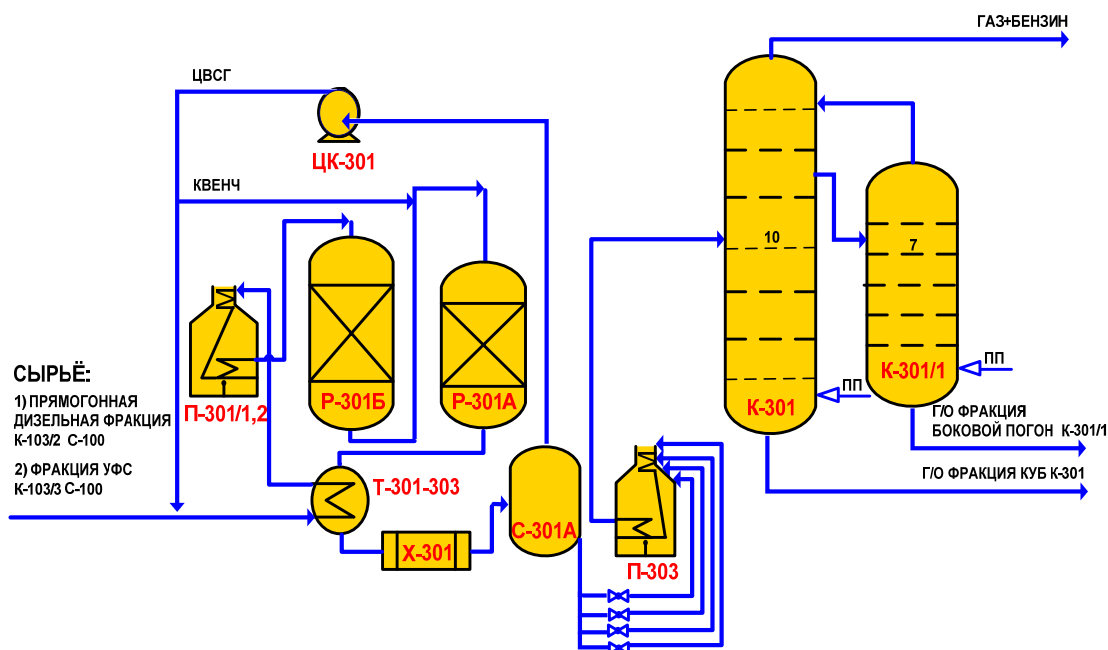


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема секции гидроочистки ДТ С-300/1, где: P-301A – реактор депарафинизации; P-301B – реактор гидроочистки; П-301/1,2, П-303 – печь; ЦК-301 – циркуляционный компрессор водородсодержащего газа; Т-301-303 – теплообменники реакторного блока; X-301 – воздушный холодильник; С-301А – сепаратор высокого давления; К-301 – колонна стабилизации; К-301/1 – колонна стабилизации бокового погона К-301; ЦВСГ – циркуляционный водородсодержащий газ; пп – перегретый водяной пар; г/о – гидроочищенная фракция

Сырьем секции С-300/1 является смесь фракций К-103/2 и К-103/3 из секции 100. Соотношение фракций зависит от поставленной производственной задачи: при производстве ДТ зимнего доля фракции К-103/2 в соотношении с фракцией К-103/3 увеличивается. При производстве дизельного топлива летнего увеличивается доля фракции К-103/3 в сырье секции 300/1, а избыток К-103/2 выводится на приготовление топлива маловязкого судового или в резерв для последующего приготовления ДТ летнего.

В реакторе P-301B на катализаторах гидрообессеривания KF-757-1.3Q STARS фирмы ALBEMARLE и HR-626 фирмы «AXENS» происходит гидрирование сернистых, азотистых, кислородсодержащих и непредельных соединений, содержащихся в смесевом сырье. Реакции гидрирования прямогонных фракций протекают с незначительным тепловым эффектом, в результате чего температура на выходе из реактора может повышаться на $10 \div 20$ °С.

Газосырьевая смесь (далее – ГСС) идет в реактор P-301A, где на катализаторе обессеривания и деазотирования KF-859-1.5Q и катализаторе депарафинизации KF-1102-3 фирмы «ALBEMARLE» происходит частич-

ный гидрокрекинг углеводородов C_{14} - C_{16} с образованием легких углеводородов и частичной изомеризацией, а также образование легких бензиновых фракций (эндотермические реакции).

При температуре 400°C входа ГСС по предложенной схеме в Р-301Б, предполагаемая температура выхода ГСС из реактора составит 420 - 425°C , что является предельной температурой для работы катализатора депарафинизации. Это обстоятельство регламентирует необходимость использования линии подачи квенча (температура квенча 80°C) на вход ГСС в Р-301А. Отсутствие подачи квенча на вход в Р-301А может вызвать более значительный крекинг с выделением углеводородного газа и бензиновой фракции, что значительно снизит выход балансового количества ДТ.

Проектирование переобвязки реакторов позволит стабильно получать ДТ с содержанием серы ниже 50 ppm. Причем реактор депарафинизации возможно подключить с байпасной линией, для исключения потерь выхода ДТ в летний период работы.

С перспективным переходом на производство ДТ с остаточным (ультранизким содержанием серы (10 ppm)) потребуется более жесткий температурный режим при эксплуатации катализатора гидроочистки.

2. На блоке стабилизации с целью достаточного отбора компонента ДТ зимнего, выводимого боковым погоном из К-301 в отпарную колонну К-301/1 до объемов не менее 80 м³/ч предлагается выполнить следующие мероприятия:

- увеличить диаметр линии вывода бокового погона из К-301 в К-301/1 с ДУ= 150 мм до ДУ= 200 мм;
- смонтировать запорно-регулирующую арматуру на каждом потоке перед входом в печь П-303;
- произвести расчет печи П-303 с целью увеличения температуры выхода продукта из печи. Необходимость увеличения температуры до 255°C установлена в период опытного пробега установки.

Вниз колонны К-301 и колонны К-301/1 подается перегретый водяной пар для снижения парциального давления нефтепродуктов.

3. На секции гидроочистки керосина С-300/2 следует ужесточить температурный режим реактора Р-302, что позволит снизить содержание серы в керосине до уровня 3 ppm и получить компонент ДТ для арктического климата класса 4 вид Ш.

Сотрудниками Института нефти и газа СФУ проведены лабораторные исследования по подбору оптимального состава сырья для получения ДТ класса 4 вид Ш и сорта Е (F) вид II по ГОСТ Р 52368-2005 для применения в регионах России с холодным и арктическим климатом, результаты экспериментов представлены в табл. 1.

Экспериментально составлены компоновки образцов ДТ класса 4 вид Ш и ДТ сорта Е (F) вид II при одновременном производстве этих марок

ДТ, а также проведена технико-экономическая оценка предлагаемого варианта производства по сравнению с действующей схемой.

Таблица 1

Показатели качества компонентов для получения ДТ класса 4 вид III и сорта Е (F) вид II по ГОСТ Р 52368-2005.

Наименование	г/о фракция бокового погона К-301/1	г/о дизельная фракция куб К-301	г/о керосиновая фракция С-300/2	НТД на методы испытания
Плотность при 20, кг/м ³	818,7	842,8	795,1	ASTM D 4052
Фракционный состав, °С:				ГОСТ 2177
НК	182	197	155	
10%	200	234	173	
50%	217	270	191	
90%	239	326	206	
96/98%	248	345	214	
T _{вспышки} , °С	53	65	34	ГОСТ 6356
Предельная температура фильтруемости, °С	-53	-21	-	ГОСТ 22254
T _{помутнения} / T _{кристаллизации} , °С	- / -51	- / -17	- / -62	ГОСТ 20287 ГОСТ 5066
Содержание серы, ppm	0,4	1,4	3	ГОСТ Р 51947

Смешение компонентов ДТ осуществляется в трубопроводе при откачке в товарный резервуар или непосредственно в товарном резервуаре.

Для повышения противоизносных свойств производимых топлив и получения запаса по цетановому числу необходимо компаундирование с противоизносной и цетаноповышающей присадками. Введение присадок осуществляется на узле ввода присадок путем отдельной подачи их концентратов в базовое ДТ. Не исключена возможность подачи присадок в рабочем растворе, что позволит за счет эффективного перемешивания снизить удельные расходы присадок. Расход может меняться в зависимости от качественных характеристик базового топлива.

Результаты лабораторных испытаний (табл. 2) образца ДТ, полученных по предлагаемой схеме модернизации производства, показали, что по фракционному составу, плотности, содержанию серы и температуре помутнения образец соответствует требованиям ГОСТ Р 52368.

Таблица 2

Показатели качества образца ДТ на соответствие ГОСТ Р 52368-2005

Наименование	Норма для сорта Е (F) вид II	Фактический показатель с вовлечением пакета при-садок	Норма для класса 4 вид III	Фактический показатель с вовлечением пакета при-садок
Цетановое число, не менее	51,0	51,2	47	48
Плотность при 15°C, кг/м ³	820-845	833,3	800-840	838,2
Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	-15	-21	-44	-49
Массовая доля серы, мг/кг, не более	50	40	10	7,7
T _{вспышки} в закрытом тигле, °С, не ниже	55	56	30	44
Смазывающая способность мкм, не более	460	440	460	396
Кинематическая вязкость при 40°C, мм ² /с	2,00-4,50	2,8	1,20-4,00	2,01
Фракционный состав, выход до температуры, 180°C, %об., не более 250°C, %об., не более 350°C, %об., не менее 95%об. перегоняется при температуре, не выше	-	-	10	3,0
	65	47	-	-
	85	97	95	98,0
	360	325	-	314

Таким образом, предлагаемая схема модернизации в комплексе с эффективным использованием современного пакета катализаторов фирмы «ALBEMARLE» и «AXENS» позволит Ачинскому НПЗ стабильно производить ДТ класса 4 вид III с необходимыми показателями низкотемпературных свойств, а также выполнять экологические требования по содержанию серы в товарных нефтепродуктах.

Вовлечение г/о керосиновой фракции позволит значительно увеличить производство ДТ зимнего, улучшить его низкотемпературные характеристики и в большей степени вовлечь гидроочищенную фракцию УФС (кубовый продукт К-301).

Незадействованные в производстве ДТ прямогонные дизельные фракции УФС предлагается направить в производство топлива маловязкого судового.

Список литературы

1. Интернет-ресурсы. Анализ рынка дизельного топлива в России в 2006-2010 гг, прогноз на 2011-2015 гг. <http://businessstat.ru/>.

2. Митусова Т.Н., Хавкин В.А., Гуляева Л.А., Калинина М.В., Виноградова Н.Я./ Современное состояние производства низкозастывающих дизельных топлив на заводах России // Мир нефтепродуктов. – 2012. – № 2. – С.6-8.

3. Касюк Ю.М., Дружинин О.А., Мельчаков Д.А., Хандархаев С.В., Пичугин В.М., Твердохлебов В.П. Опыт модернизации производства дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными свойствами// Технология нефти и газа. –№ 3. – 2009. – С. 12-16.

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 550.34.013.4

Разработка методики построения прогнозных карт на основе статистического анализа фильтрационно-емкостных свойств коллектора

А.А. Волкова*

*Научный руководитель д-р техн. наук В.А. Поздняков
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

В последние годы как в России, так и за рубежом растёт интерес к исследованиям рассеянной компоненты волнового поля как важного критерия при поисках ловушек углеводородов в породах с повышенной трещиноватостью. Причём в последнее время этот интерес постоянно возрастает, о чём говорит, в частности, организация специальных сессий на ведущих конференциях европейского и американского общества геофизиков, а также выпуск ведущих геофизических журналов, посвящённых взаимодействию сейсмических рассеянных волн с микроструктурой, в том числе и флюидонасыщенной.

Рассеянная компонента сейсмической записи возникает в результате взаимодействия падающей волны с мелкомасштабными (меньше 0,5 доминирующей длины волны) неоднородностями, такими как разломы (дифракция), зоны повышенной трещиноватости (рассеяние) и другие структурные неоднородности [3].

Идея использовать незеркальную (рассеянную) компоненту волнового поля для изучения зон аномальной трещиноватости возникла около 20 лет назад [5]. В ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» для выделения рассеянных волн используется метод фокусирующих преобразований, математическая и алгоритмическая основы метода были разработаны В.А. Поздняковым. Метод ориентирован на выделение рассеянной составляющей волнового поля путём асимметричного суммирования данных многократного перекрытия [1-4].

* © Волкова А.А., 2014.

Цель работы состоит в предложении методики построения прогнозных карт на основе статистического анализа фильтрационно-емкостных свойств коллектора и энергии рассеянных волн.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать корреляционную матрицу с параметрами объектно-ориентированных миграционных преобразований и фильтрационно-емкостных свойств.

2. Предложить несколько вариантов уравнений для расчета дебита нефти в межскважинном пространстве.

3. Получить и проанализировать карты дебита нефти, пористости и проницаемости.

После анализа результатов применения метода фокусирующих преобразований в качестве рабочих вариантов были выбраны три куба энергии рассеянных волн с базой пунктов взрыва и пунктов приема 1600 м и с различными апертурами: 1100-1300 м, 800-1000 м и 800-1300 м. В работе использовались временные срезы кубов энергии рассеянных волн в окне продуктивных рифейских отложений.

Параметры фильтрационно-емкостных свойств представлены следующими данными: дебит газа, дебит нефти, проницаемость, коэффициент общей пористости ($K_{п\text{общ}}$), коэффициент вторичной пористости ($K_{п\text{вт}}$), отношение давлений в пласте и на забое ($P_{пл}/P_{заб}$).

Из имеющихся данных фильтрационно-емкостных свойств по 16 скважинам и значений энергии рассеянных волн, снятых в точках этих скважин, была построена корреляционная матрица (табл.).

Таблица

Корреляционная матрица

Апертура, м	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Дебит нефти, м ³ /сут	Проницаемость, мД	$K_{п\text{общ}}$, %	$K_{п\text{вт}}$, %	$P_{пл}/P_{заб}$, Мпа
1100-1300	0,06	0,46	0,66	0,7	0,71	-0,76
800-1000	0,74	0,69	0,64	0,47	0,48	-0,67
800-1300	0,03	0,46	0,66	0,69	0,69	-0,68

Для линейной корреляции дебита газа с энергией рассеянных волн недостаточно данных выборки. Несмотря на то что отношение давлений хорошо коррелирует с энергией рассеянных волн, необходимо уточнить физическую природу этой зависимости.

Наблюдаются значимые корреляционные связи энергии рассеянных волн с дебитом нефти, проницаемостью и коэффициентами пористости. Связи с коэффициентами пористости практически одинаковые в связи с тем, что коэффициент вторичной пористости получен как разность едини-

цы с коэффициентом общей пористости. Коэффициент вторичной пористости рассматриваться не будет.

Получены уравнения линейной зависимости для дебита нефти, общей пористости и проницаемости от энергии рассеянных волн.

Для апертуры 1100-1300 м:

$$D = 132,13 FR_{\text{Rass}} - 182,42 \quad R^2 = 0,78$$

$$K_{\text{п}} = 0,64 FR_{\text{Rass}} + 0,98 \quad R^2 = 0,81$$

$$K_{\text{пр}} = 393,22 FR_{\text{Rass}} - 591,42 \quad R^2 = 0,43$$

Для апертуры 800-1000 м:

$$D = 113,08 FR_{\text{Rass}} - 209,26 \quad R^2 = 0,66$$

$$K_{\text{п}} = 0,45 FR_{\text{Rass}} + 1,02 \quad R^2 = 0,82$$

$$K_{\text{пр}} = 419,86 FR_{\text{Rass}} - 840,55 \quad R^2 = 0,41$$

Для апертуры 800-1300 м:

$$D = 202,3 FR_{\text{Rass}} - 205,22 \quad R^2 = 0,75$$

$$K_{\text{п}} = 1,04 FR_{\text{Rass}} + 0,79 \quad R^2 = 0,79$$

$$K_{\text{пр}} = 613,98 FR_{\text{Rass}} - 680,28 \quad R^2 = 0,44$$

Здесь D – дебит нефти; FR_{Rass} – значение энергии рассеянных волн; $K_{\text{п}}$ – коэффициент общей пористости; $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости; R^2 – коэффициент достоверности аппроксимации.

Также были получены уравнения множественной линейной регрессии для куба энергии рассеянных волн с различными апертурами.

Для апертуры 1100-1300 м:

$$D = 186,6 FR_{\text{Rass}} - 85,1 K_{\text{п}} - 101,1 \quad \hat{R} = 0,93$$

$$D = 10,8 FR_{\text{Rass}} + 0,19 K_{\text{пр}} - 11,6 \quad \hat{R} = 0,96$$

$$D = 27,4 FR_{\text{Rass}} - 0,4 K_{\text{п}} + 0,1 K_{\text{пр}} - 29 \quad \hat{R} = 0,94$$

Для апертуры 800-1000 м:

$$D = 154 FR_{\text{Rass}} - 99,4 K_{\text{п}} - 90,7 \quad \hat{R} = 0,903$$

$$D = 4,8 FR_{\text{Rass}} + 0,17 K_{\text{пр}} + 5,6 \quad \hat{R} = 0,934$$

$$D = 11,8 FR_{\text{Rass}} + 20,1 K_{\text{п}} + 0,1 K_{\text{пр}} - 53,8 \quad \hat{R} = 0,919$$

Для апертуры 800-1300 м:

$$D = 257,6 FR_{\text{Rass}} - 60 K_{\text{п}} - 148,6 \quad \hat{R} = 0,887$$

$$D = 19,7 FR_{\text{Rass}} + 0,19 K_{\text{пр}} - 17,7 \quad \hat{R} = 0,956$$

$$D = 50,3 FR_{\text{Rass}} - 3,2 K_{\text{п}} + 0,1 K_{\text{пр}} - 38,5 \quad \hat{R} = 0,943$$

Здесь \hat{R} – коэффициент множественной линейной корреляции.

На рис. 1–3 представлены лучшие прогнозные карты для пористости, проницаемости и дебита нефти. Перспективные зоны улучшенных коллекторских свойств выделены черным пунктиром.

Были проанализированы статистические связи энергии рассеянных волн с фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. Предложены уравнения для расчета дебита нефти, пористости и проницаемости через значения энергии рассеянных волн. Получены и проанализированы прогнозные карты дебита нефти, пористости и проницаемости.

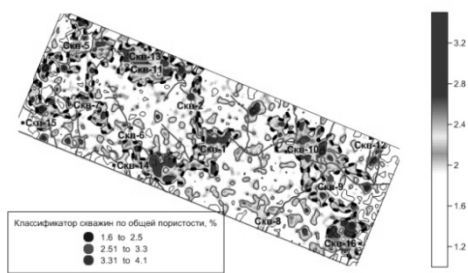


Рис. 1. Прогнозная карта пористости (%):
 $Kn = 1,04 FRass + 0,79$

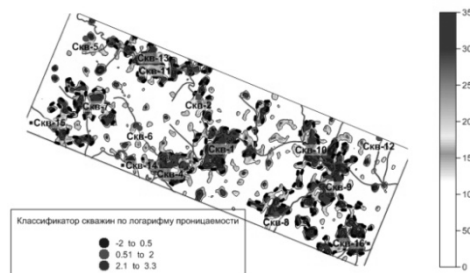


Рис. 2. Прогнозная карта проницаемости (мД):
 $Knp = 419,86 FRass - 840,55$

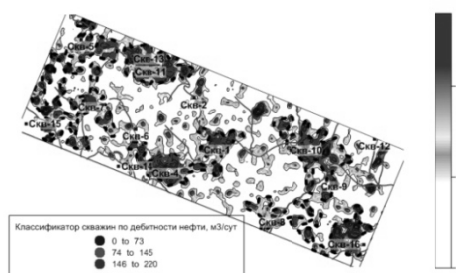


Рис. 3. Прогнозная карта дебита нефти (м³/сут):
 $D = 50,3 FRass - 3,2 Kn + 0,1 Knp - 38,5$

В дальнейшем планируется опробовать предложенную методику построения прогнозных на других лицензионных участках Восточной Сибири; проверить методику при наличии других сейсмических атрибутов; а также сравнить полученные прогнозные карты с картами геологов.

Список литературы

1. Поздняков, В.А. Модельные исследования алгоритма миграции исходных сейсмозаписей при непродольных наблюдениях / В.А. Поздняков, С.И. Шленкин // Геология месторождений горючих полезных ископаемых, их поиски и разведки. – Пермь, 1986. – С. 42-53.
2. Поздняков, В.А. Объектно-ориентированная технология создания сейсмогеологических моделей в отраженных и рассеянных волнах / В.А. Поздняков, С.С. Худяков // Журнал Сибирского федерального университета. – 2011. – Т.4. – № 4. – С. 419-428.
3. Поздняков, В.А. Выделение зон повышенной трещиноватости в карбонатных отложениях Восточной Сибири / В.А. Поздняков, В.В. Шиликов, А.С. Мерзликина // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 86-88.
4. Поздняков, В.А. Интенсивность рассеянных волн – новый сейсмический атрибут для прогноза фильтрационно-емкостных свойств нефтена-

сыщенного коллектора / В.А Поздняков // Докл. РАН. – 2005. – Т. 404. – С. 34-40.

5. Тарасов, Ю. А. Трансформация волнового поля по алгоритму ФПВ / Ю. А. Тарасов, С.И. Шленкин, И.Н. Бусыгин [и др.] // ВИНТИ. –1985. – № 3053. – 44 с.

УДК 622.279

Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования

М.И. Батыров, Д.А. Березовский*

*Научный руководитель канд. техн. наук О.В. Савенок
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»*

Предпосылки задачи моделирования состояния пород-коллекторов

Методы моделирования достаточно широко применяются для решения различных задач оптимизации режимов эксплуатации газовых месторождений, например для обоснования режимов работы системы добычи и сбора газа [1] (рис. 1).



Рис. 1. Цикл обоснования режимов работы системы добычи и сбора газа [2]

* © Батыров М.И., Березовский Д.А., 2014.

В настоящей статье моделирование применено для прогнозирования состояния пород-коллекторов с целью установления условий наступления факторов осложнения добычи. Для решения поставленной задачи требуется привлечение широкого круга дисциплин – гидрогеологии и инженерной геологии [3-5], грунтоведения [6], физико-химической механики [7] и ряда других дисциплин. Обобщённо такие подходы представляют собой методы междисциплинарного исследования.

Состав работ по междисциплинарному моделированию состояния пород-коллекторов

В состав работ по междисциплинарному моделированию входят:

- создание композиционной модели породы;
- качественное описание системы «песчаная среда – глинистая среда»;
- экспериментальные исследования кернов песчаника;
- исследование пределов устойчивости пород-коллекторов.

К числу наиболее распространённых пород-коллекторов газовых и газоконденсатных месторождений Краснодарского края относятся песчаники и глинистые породы.

Песчаник представляет собой композиционный материал, в котором зёрна песка сцементированы глинистой связкой (рис. 2).

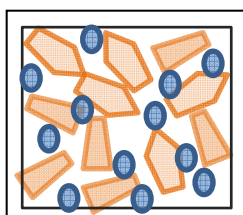


Рис. 2. Композиционная модель песчаника

Как пористая дисперсная среда песчаник представляет собой хаотично упакованные в пространстве минеральные частицы (песка), удерживаемые глинистой связкой и составляющие, таким образом, рыхлый пространственный каркас, в поровом объёме которого располагается жидкая фаза и воздух. С точки зрения химического подхода песчаник – непрерывный твёрдый раствор, состоящий из двух компонентов-фаз:

- 1) нерастворимой в воде минеральной фазы;
- 2) фазы с ограниченной растворимостью в воде глины.

Необходимо указать на ряд принципиальных черт глинистых пород:

- в глинистом грунте – в отличие от песчаного – существует развитая система пространственных химических связей между зёрнами;
- глинистым грунтам присуща тиксотропия – способность грунта к восстановлению структуры и объёма после некоторого некритического воздействия;

- в глинистом грунте в большом количестве присутствуют коллоидные гидратированные частицы, с помощью которых обеспечивается формирование пространственно-связывающей сети;

- коллоидные гидратированные частицы (КГЧ) представляют собой промежуточную фазу – не твёрдую и не жидкую, а одновременно и ту и другую, что принципиально отличает глину от песка, в которой такой фазы нет;

- КГЧ, обладая высокой подвижностью и химической близостью к твёрдой фазе глины, в период перестройки структуры заполняют поровые каналы, блокируя движение жидкости.

Экспериментальные исследования кернов песчаника

При экспериментальном исследовании песчаников значительный интерес представляет изучение фильтрационной проницаемости, поскольку эти испытания позволяют выявить пределы устойчивости породы.

Проницаемость грунтов выражают коэффициентом проницаемости [ГОСТ 23278-78 «Грунты методы полевых испытаний проницаемости»]

$$C = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta \ell}{\Delta p \cdot F}, \quad (1)$$

где C – коэффициент проницаемости, Дарси; Q – объёмный расход жидкости, см³/с; μ – коэффициент динамической вязкости, сП; $\Delta \ell$ – отрезок пути фильтрации, на котором происходит изменение давления ΔP , см; ΔP – перепад давления, кгс/см²; F – площадь поперечного сечения, см².

Переход от коэффициента проницаемости к коэффициенту водопроницаемости проводят посредством соотношения

$$k = a \cdot C \cdot \frac{\gamma}{\mu}, \quad (2)$$

где k – коэффициент водопроницаемости (фильтрации), см/с или м/сут; a – коэффициент размерности (при k в см/с $a = 1$, при k в м/сут $a = 864$); γ – удельный вес воды, кгс/см³.

На рис. 3 представлен график зависимостей коэффициента проницаемости песчаника от времени при $\Delta p = 2$ атм.

Анализ графика на рис. 3 показывает, что кривые зависимостей проницаемости песчаника от времени имеют схожий характер и характеризуются тремя этапами:

- 1-й – начальный быстрый рост;
- 2-й – период стабилизации;
- 3-й – новый период роста коэффициента проницаемости.

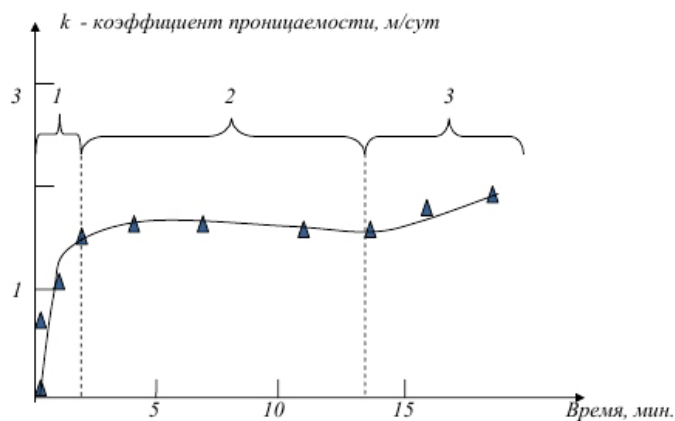


Рис. 3. Зависимость коэффициента проницаемости песчаника от времени

На первом этапе происходит заполнение водой порового пространства песчаника, затем наступает стадия равновесия, когда имеет место стабильный транспорт воды по поровому пространству песчаника. На третьей стадии происходит постепенный размыв песчаника, увеличение размеров транспортных пор и вынос песка. Увеличение пористости приводит к росту коэффициента проницаемости.

На рис. 4 приведены сравнительные графики логарифма коэффициента проницаемости песчаника и песка от времени.

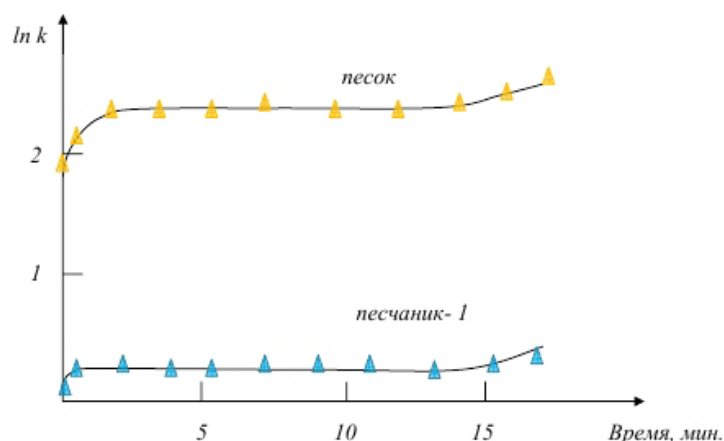


Рис. 4. Зависимость логарифма коэффициента проницаемости песчаника-1 и песка от времени

Как следует из рис. 4, коэффициент проницаемости песчаника много ниже, чем у песка.

В [8] приводятся данные по коэффициенту фильтрации песчаника, содержащего песок и глинистую компоненту *Na*-монтмориллонит (табл. 1).

В соответствии с этими данными даже малые концентрации глинистой компоненты приводят к резкому падению проницаемости грунта.

Можно отметить, что данные работы [8] хорошо согласуются с экспериментальными данными (рис. 4).

**Изменение коэффициента фильтрации песка
с Na-монтмориллонитом, м/сут**

с, моль/г	N, %				
	0	0,25	0,5	1,0	2,0
0	17,3	13,0	5,9	0,8	0,2
0,17	17,3	14,7	6,7	3,8	0,8
0,51	17,3	14,7	6,8	4,5	1,8
1,03	17,3	14,7	6,9	4,8	2,2

С точки зрения задач настоящей работы принципиальное значение имеют следующие характеристики песчаника:

- его гидродинамическая устойчивость в фильтрационных испытаниях как способность песчаника быть барьером на пути потоков воды;
- при потере этой барьерной функции песчаник разрушается (размывается), наступают такие осложнения добычи, как водо- и пескопроявления.

Потеря гидродинамической устойчивости песчаника происходит по механизму вымывания связки из узлов пространственного каркаса. В работе исследованы и установлены причины вымывания связки из узлов песчаника. Эти причины имеют химическую и коллоидную интерпретацию.

Изучены характеристики песчаника – плотность, пористость, фазовый и химический составы, влажность и другие параметры, определяющие пределы устойчивости песчаника.

Отдельно исследован такой фактор, как природная неоднородность и изменчивость пород-коллекторов, для описания которых использованы методы теории вероятностей.

В результате разработан метод прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии в зависимости от характеристик пород-коллекторов (песчаника).

Выводы

1. Разработан метод прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии в зависимости от характеристик пород-коллекторов (песчаника).

2. С использованием методов междисциплинарного моделирования и экспериментальных исследований установлены механизмы потери гидродинамической устойчивости песчаника – вымывание связки глинистой компоненты из твёрдой основы породы-коллектора.

Список литературы

1. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых место-

рождений Краснодарского края: сборник тезисов 68-й Междунар. молодёжной научн. конф. «Нефть и газ-2014». 14-16 апреля 2014 г. Секция 2. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.

2. Архипов Ю.А. Совершенствование методов обоснования режимов работы газовых скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2011.

3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

4. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

5. Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А. Микроструктура глинистых пород / под ред. академика Е.М. Сергеева. – М.: Недра, 1989. – 211 с.

6. Терцаги К. Теория механики грунтов. – М.: Стройиздат, 1961. – 507 с.

7. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика. – М.: Знание, 1958.

8. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. – М.: Недра, 1986. – 160 с.

УДК 622.245.6

Анализ современных представлений о принципах моделирования и расчёта пород-коллекторов

Е.К. Гюлумян, В.А. Бондаренко*

*Научный руководитель канд. техн. наук О.В. Савенок
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»*

В [1, 2] нами показано, что для прогнозирования процессов пескопроявлений необходимо изучить причины и факторы потери пространственной устойчивости и разрушения пород-коллекторов (песчаников). В связи с этим возникает ряд задач:

- формирование представлений (моделей) о природе прочности и пространственной устойчивости пород-коллекторов;
- выявление факторов, при которых нарушается пространственная устойчивость пород-коллекторов;
- исследование взаимосвязи между причинами пескопроявлений и сопряжёнными явлениями – песководопроявлениями и др.;

* © Гюлумян Е.К., Бондаренко В.А., 2014.

- исследование влияния локального обводнения (водной фазы) на прочность и пространственную устойчивость пород-коллекторов.

В настоящее время существует ряд направлений в моделировании и расчёте пород-коллекторов [3-7]. Задача моделирования пород-коллекторов непосредственно связана с такими научными дисциплинами, как нефтегазовая подземная гидромеханика [3], теоретические основы формирования свойств глинистых покрышек нефтяных и газовых месторождений [4], физика горных пород [5], литология осадочных горных пород [6, 7].

Существуют разные подходы к описанию характеристик пород-коллекторов:

- физико-механические характеристики (прочностные и деформационные свойства), в которых породы изучаются методами механики твёрдого деформированного тела, теории упругости, пластичности и ползучести [5, 6];

- физико-химические подходы, в которых породы рассматриваются с позиции физико-химической механики дисперсных систем [4, 8];

- методы подземной гидромеханики – фильтрационные характеристики пород-коллекторов, имеющие особое значение при исследовании состояния пород в условиях заводнения [3];

- структурно- и микроструктурно-физические исследования глинистых покрышек нефтяных и газовых месторождений [4];

- механизмы и обстановки образования пород, постседиментационные изменения [7].

Физико-механические характеристики пород-коллекторов

В [6] отмечено, что при рассмотрении прочностных свойств массивов горных пород возникает проблема сложности строения горных пород за счёт структурных неоднородностей (дефектов), связанных с поверхностями раздела – контактами и трещинами. Последние имеют самые разные размеры – от микроскопических до многих сотен и даже тысяч километров. Среди неоднородностей массива доминируют трещины и их системы, которые определяют важнейшие свойства массива и его элементов – прочность, параметры подземной гидродинамики, миграцию газов и др. Трещины – разрывы сплошности в горных породах, у которых раскрытие значительно меньше двух остальных размеров – длины и ширины, трещиноватость – совокупность трещин в массиве горных пород.

В [6] также отмечено, что трудности, возникающие при изучении прочности горных пород, обусловлены тем, что не были изучены причины образования и развития микрповреждений разного типа. Кроме того, анализ известных теоретических подходов к описанию прочности горных по-

род часто ограничивается аналитическими методами, тогда как причины разрушения материала за счёт микрповреждений сдвигового и разрывного типов не исследуются.

По сути, описанный в [6] подход к исследованию прочности массивов горных пород может быть интерпретирован как моделирование горных пород с использованием представлений физики твёрдого тела, в которой прочность тела зависит от вида и числа дефектов структуры [9, 10].

Физико-химические методы исследования пород-коллекторов

Существует несколько уровней иерархии моделирования пород-коллекторов:

- физическое моделирование – компонентный состав и способ соединения элементов породы в пространственную структуру без учёта характера связи между элементами;
- методы физической химии рассматривают вопросы структурообразования и прочности связи в дисперсных системах [11-13];
- фильтрационные характеристики пород-коллекторов, а также другие подходы, которые будут описаны далее.

В дисперсных системах сила f_c и энергия E_c взаимодействия в контактах между частицами зависят от вида (природы) контактов (рис. 1):

- непосредственных (атомных), возникающих в высокодисперсных грунтах ($f_c \approx 10^{-8} \div 10^{-7}$ Н, энергия сцепления $E_c \approx 10^{-17} \div 10^{-16}$ Дж);
- коагуляционных, возникающих в пастах (суспензиях) или эмульсиях через тонкую прослойку жидкости ($f_c \approx 10^{-10} \div 10^{-8}$ Н, $E_c \approx 10^{-19} \div 10^{-18}$ Дж);
- прочных, так называемых фазовых контактов, характерных для конденсационных структур дисперсных материалов ($f_c \approx 10^{-7} \div 10^{-6}$ Н, $E_c \approx 10^{-17} \div 10^{-16}$ Дж) [13].

Один из разделов физической химии – физико-химическая механика – область знаний, в которой изучаются зависимости структурно-механических свойств дисперсных систем и материалов от физико-химических явлений на поверхностях раздела фаз (поверхностных явлений). Основатель физико-химической механики П.А. Ребиндер [14]. В горном деле находит применение открытое Ребиндером явление понижения прочности твёрдых тел под действием адсорбционных сил – эффект Ребиндера, который широко используется для снижения твёрдости горных пород при бурении и тонком их измельчении.

Методы физической химии пока ещё крайне ограниченно применяются для изучения прочности и деформационно-пространственной неустойчивости пород-коллекторов, и можно предполагать, что эти методы станут

действенным инструментом будущих исследований. Вместе с тем задача описания прочности и пространственной устойчивости пород-коллекторов методами физической химии требует отдельного рассмотрения.

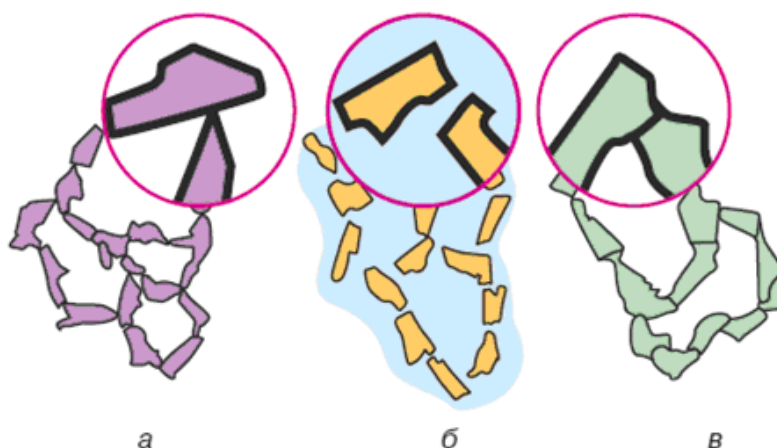


Рис. 1. Основные виды контактов между частицами дисперсных фаз, образующихся в дисперсных системах согласно классификации П.А. Ребиндера: а – непосредственный – атомный (в порошках); б – коагуляционный (в пастах и суспензиях); в – фазовый (в дисперсных материалах)

Фильтрационные характеристики пород-коллекторов

Основоположниками отечественной школы теории фильтрации являются профессор Н.Е. Жуковский, академики Н.Н. Павловский, Л.С. Лейбензон. Цели моделирования фильтрации в нефтегазоводоносных пластах показаны на рис. 2.

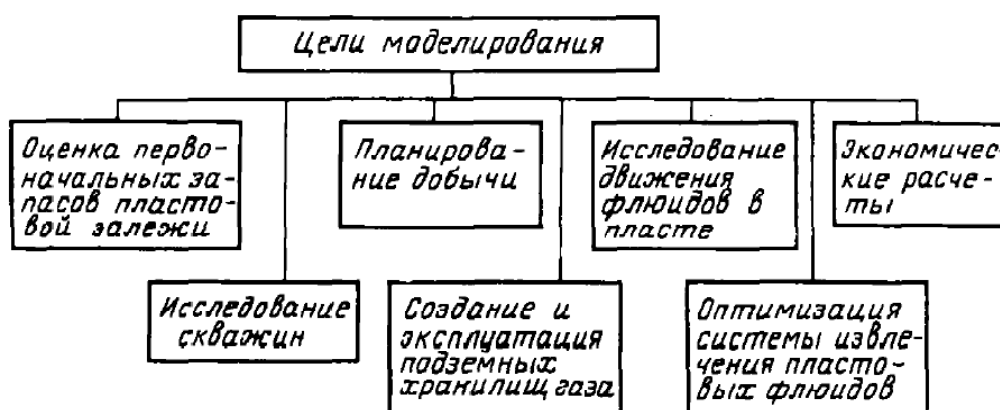


Рис. 2. Схема некоторых направлений применения моделирования

В нефтегазовой и подземной гидромеханике рассматривается гидродинамическая теория одно- и многофазной фильтрации жидкостей и газов в однородных и неоднородных пористых и трещиноватых средах.

Как было показано в [15], пескопроявление и обводнение – взаимообусловленные сущности. По мере истощения скважин прорывы воды через породы-коллекторы становятся всё более частыми, а сами породы-

коллекторы при этом разрушаются. В [16] причину разрушения породы-коллекторы при обводнении связывают с размывом глинистого цемента, а также со снижением коэффициента внутреннего трения покоя песчаника, что приводит к возрастанию касательных напряжений на стенке скважины.

Таким образом, обводнение можно рассматривать как одну из главных причин разрушения пород-коллекторов.

Обводнение уже на начальной стадии (при возникновении контакта «вода – порода») приводит к взаимодействию водной фазы с твёрдой породой (дисперсной средой), при этом возникает разность давлений, что приводит к просачиванию жидкости через поры породы – фильтрации жидкости через породу-коллектор. С точки зрения моделирования пространственной устойчивости пород-коллекторов обводнение может быть описано как стадия активизации дефектов, когда в результате гидродинамического воздействия в породе-коллекторе образуются новые дефекты, способные привести к разрушению породы-коллектора.

Статистическая модель породы-коллектора

Задача моделирования пород-коллекторов имеет ряд особенностей, обусловленных рассматриваемой проблемой пескопроявления.

Принцип создания статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчаных пород состоит в подходе к описанию породы-грунта как системы несовершенств (дефектов). Такой подход теоретически обоснован и экспериментально подтверждён в теории твёрдого тела [17, 18]. Дефекты могут иметь разную природу и качество, а также степень влияния на деформационно-пространственную нестабильность и характер разрушения породы. На определённом этапе формирования дефекты приобретают такой масштаб и характер, что разрушение породы становится высоковероятным.

Разрушение горных пород имеет преимущественно хрупкий характер, в полной мере это относится к песчаникам. Статистическое моделирование хрупкого разрушения основано на гипотезе, что разрушение образца в целом определяется локальной прочностью его наиболее слабого элемента объёма. Процесс разрушения отождествляется с разрушением цепи, звенья которой образуют элементы объёма, прочность которой определяется самым слабым звеном [17].

Рассматривая модель породы-коллектора как сложную иерархическую систему, можно указать на ряд подсистем (элементов):

- физическая модель породы-коллектора как пространственной системы, составленной из некоторого числа компонентов;
- физико-химическая модель породы-коллектора – как развитие физической модели с учётом физико-химических факторов;

• динамические факторы, описывающие тенденции развития дефектной структуры породы-коллектора в результате комплекса эксплуатационных воздействий (обводнения, механических нагрузок и др.).

Вместе с тем для более полного описания модели породы-коллектора необходимо исследовать такие вопросы, как особенности песчанистых коллекторов, а также базовые представления о деформационно-пространственной стабильности и характере разрушения горных пород.

В заключение можно сделать следующие основные выводы:

1. Установлено, что для решения задачи изучения причин возникновения дефектов и прогнозирования разрушения песчанистых пород-коллекторов (что необходимо для оптимального выбора технологий крепления призабойной зоны пласта и управления пескопроявлениями) перспективна статистическая динамическая модель.

2. Показано, что модель породы-коллектора представляет собой сложную иерархическую систему, включающую ряд подсистем (элементов).

Список литературы

1. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Исследование методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями. – М.: Изд-во «Горная книга», 2014. – № 5. – 28 с.

2. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ существующих методов борьбы с пескопроявлениями и разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчанистых пород // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 35–42.

3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

4. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

5. Порцевский А.К., Катков Г.А. Основы физики горных пород, геомеханики и управления состоянием массива. – М.: Изд-во Моск. гос. открытый ун-т, 2004. – 120 с.

6. Литвинский Г.Г. Аналитическая теория прочности горных пород и массивов. – Донецк: Норд-Пресс, 2008. – 207 с.

7. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.

8. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. – М.: Недра, 1986. – 160 с.

9. Винтайкин, Б.Е. Физика твёрдого тела: учеб. пособие. – М.: МГТУ, 2006. – 360 с.

10. Николаева Е.А. Основы механики разрушения. – Пермь: Изд-во Пермского гос. техн. ун-та, 2010. – 103 с.
11. Основы физической химии. Теория и задачи: учебное пособие для вузов / В.В. Ерёмин, С.И. Каргов, И.А. Успенская и др. – М.: Экзамен, 2005. – 480 с.
12. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы. – М.: Наука, 1985. – 398 с.
13. Урьев Н.Б. Физико-химические основы технологии дисперсных систем и материалов. – М.: Химия, 1988. – 256 с.
14. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика. – М.: Знание, 1958. – 68 с.
15. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края / Бондаренко В.А., Климовец В.Н., Щетников В.И., Сухляев А.О., Долгов С.В., Шостак А.В. // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2013. – № 6. – С. 17-21.
16. Латыпов А.Г. Геотехнологические особенности эксплуатации газовых скважин в слабосцементированных пластах-коллекторах // Электронный журнал «Нефтегазовое дело», 2004. – Т. 2. – С. 83-89. – Режим доступа: <http://www.ngdelo.ru/2004/83-89.pdf>
17. Либовиц Г. Разрушение. Т. 2. Математические основы теории разрушения. – М.: Мир, 1975. – 763 с.
18. Партон В.З., Борисковский В.Г. Динамика хрупкого разрушения. – М.: Машиностроение, 1988. – 240 с.

УДК 67.03

Подсчет извлекаемых запасов нефти в залежах баженовской свиты

П.В. Смирнов*

*Научный руководитель д-р геол.-минерал. наук И.И. Нестеров
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»*

В последние десятилетия наметилась тенденция истощения традиционных запасов нефти и газа во всем мире. Несмотря на это, США смогли нарастить добычу углеводородов и выйти на первое место по добыче нефти за счет освоения месторождений так называемой сланцевой нефти. Региональным примером черных сланцев в России являются отложения ба-

* © Смирнов П.В., 2014.

женовской свиты. Именно баженовская свита рассматривается как гигантский резерв высокосортной дешевой нефти, и с ней связывают перспективы стабилизации добычи нефти в Западной Сибири [7].

Породы баженовской свиты представляют собой карбонатно-силикатно-глинистую породу, часто с буроватым оттенком, тонкоотмученную, с небольшой примесью (до 5-6 %) алевритового материала, тонкоплитчатую (с толщиной плиток до 1-2 мм), с ровным изломом по напластованию. Эти породы в Западной Сибири развиты сплошным чехлом на площади 1290 тыс. км², характеризуются киммеридж-титон-бериасским возрастом и залегают на глубинах от 1000-1200 до 3000-3500 м. По данным И.И. Нестерова [6], баженит образуется одновременно с формированием залежей углеводородного сырья и до появления в них углеводородных флюидов и после извлечения их является экраном, который может стать покрывкой для залежей в традиционных коллекторах.

Важнейшая задача и для геологов, и для разработчиков – точное определение извлекаемых запасов нефти в залежах баженовской свиты. В Западной Сибири по состоянию на 01.01.2011 г. выявлено 92 залежи нефти в битуминозных глинистых отложениях, в том числе в ЯНАО – 6, в ХМАО – 75, на юге Тюменской области – 8, в Томской области – 3. Из них 42 месторождения находятся в разработке, где было получено более 2 млн тонн нефти. При том что запасы категорий АВС₁ и С₂ в официальном государственном балансе равны нулю.

Поэтому нам представляется крайне актуальным провести анализ правомерности практического использования тех или иных методик подсчета запасов для коллекторов баженовской свиты.

Традиционные гидродинамические модели не могут быть использованы для описания процесса извлечения нефти из баженитов, так как не гарантируют достоверности оценок емкостных свойств баженита, проницаемости, толщины продуктивных отложений; не отражают зависимости давления от объема извлеченной нефти.

Во-первых, скелет баженита состоит из кремнисто-глинистых пород и ОВ, имеющих свое поровое пространство. Поровое пространство скелета коллектора заполнено связанной водой и в процессе формирования эффективной и динамической емкости не участвует.

Во-вторых, в обычных поровых и трещинных коллекторах производят экстракцию для извлечения остаточной нефти. В баженитах этого делать нельзя, так как вместе с остаточной нефтью извлекаются битумоид органического вещества, количество которого достигает 3-5 % от веса породы. В объемных процентах это составит 5-9 %, что при определении коэффициента пористости может дать ошибку на 100 %. Кроме того, при экстракции разрушается порода, что вносит дополнительную ошибку.

В-третьих, при подъеме кернa на поверхность давление снижается от пластового до поверхностного и нефть, содержащаяся в горизонтальных «пустотах», удаляется. Так как баженит не имеет жесткого скелета, то он рассыпается в труху и любые определения теряют смысл. Истинный объем коллектора по керну можно определить, если поднять его на поверхность в герметизированном керноподъемнике и произвести замеры при сохранении давления и температуры, близких к пластовым.

В-четвертых, отдельные «пустоты» баженита, содержащего нефть как вдоль слоистости, так и перпендикулярно к ней, могут быть изолированы друг от друга глинистыми перемычками. При снижении пластового давления во время отбора нефти изолированная от скважины емкость соединяется с ней только при возникновении соответствующего перепада давления, способного разрушить глинистую перемычку. Величина этого перепада зависит от размера, прочности и свойств перемычки. В этих условиях фильтрация флюида к забою скважины не будет подчиняться закону Дарси [5]. Требуется дополнительная энергия для движения флюида в коллекторе, и закон фильтрации становится нелинейным. Это является главным отличием баженита от традиционных коллекторов.

Опираясь на вышеприведенные положения об особенностях строения залежей нефти в баженовском горизонте и их гидродинамики, проанализирована правомерность практического использования различных методов подсчета запасов.

При положительном результате возможно выяснить, насколько имеющийся объем фактических данных достаточен для получения достоверных оценок.

В статье рассмотрены три основные группы методов подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти: объемно-весовой, материального баланса и статистический [1]. Существует значительное число их модификаций применительно к конкретным условиям различных групп месторождений. Остановимся на характеристике каждого из них.

Объемно-весовой метод подсчета запасов (и его модификации) является наиболее часто используемым. Однако в случае применения его к глинистым коллекторам возникают некоторые вопросы.

Подсчет запасов по схеме, утвержденной для песчаных коллекторов с расчетом коэффициентов пористости, площади залежей и эффективной толщины продуктивных зон для глинистых коллекторов, необъективен. Эти параметры неприемлемы ввиду отсутствия жесткого скелета в глинистых коллекторах и аномально высокого давления. При подъеме кернa на поверхность порода растрескивается по плоскостям напластования или даже рассыпается в труху, пропитанную нефтью. Соответственно, коэффициент пористости может отличаться от истинной величины в разы [3]. По этой причине эффективная нефтенасыщенная толщина даже по керну

не поддается определению. Пористость может быть определена по материалам нейтронного и гамма-каротажа, однако ее значения могут существенно отличаться от реальных из-за высокого содержания органического вещества и радиоактивности вмещающих нефть пород. Особое значение при подсчете объемно-весовым методом приобретает величина нефтенасыщенности непосредственно связанного с ним коэффициента водонасыщенности. Так, при лабораторных анализах керна во ВНИГРИ [4] получена величина коэффициента водонасыщенности, равная в среднем 20 %. Несмотря на это, ставится под сомнение возможность завышения остаточной водонасыщенности за счет проникновения фильтрата бурового раствора в глинистые породы. Данные, приведенные в той же работе, свидетельствуют, что вода удаляется из образца в первые один-два часа экстракции, при дальнейшем продолжении опыта поступлений новых порций воды исследователями не отмечалось. Поэтому принято считать, что вода в породах находится в открытых порах, а в закрытых порах, которые открываются во время экстракции, вода отсутствует.

При определенных условиях отказаться от необходимости достоверного определения емкости коллектора, эффективной мощности и коэффициента нефтеотдачи позволяет метод *материального баланса*.

В качестве исходной информации при подсчете этим методом используются данные по изменению текущего пластового давления, накопленному отбору нефти и сжимаемости пустотного пространства. Метод материального баланса разработан и используется только в тех случаях, когда гидродинамические особенности месторождения могут быть описаны моделью безграничного пласта, которая неприменима к коллекторам баженовской свиты.

В уравнении материального баланса величина среднего по пласту давления связана с величиной начальных запасов нефти обратной пропорциональной зависимостью. Поэтому ошибки (в сторону) в расчетах в определенное число раз приводит к соответствующему занижению оценки запасов углеводородов. Очевидно, что если гидродинамическая схема месторождения отлична от схемы безграничного пласта, достоверность получаемых оценок запасов нефти еще больше уменьшается.

Модификация метода материального баланса В.М. Добрынина [2] для исключения возможных ошибок при построении поля давлений в пределах месторождения предполагала определение темпов изменения давления с увеличением отбора на начальный период разработки месторождения для каждой отдельной скважины. При этом дискуссионным параметром остается площадь области дренирования.

Статистические методы подсчета запасов нашли наиболее широкое применение при расчете остаточных извлекаемых запасов на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки.

Статистические методы могут быть эффективны только при наличии большого фонда скважин, длительное время находящихся и эксплуатации. Из месторождений баженовской свиты такому критерию соответствуют только месторождения Салымской группы.

Статистическая обработка малого по объему фактического материала может привести к получению более или менее достоверного результата только при выполнении двух условий:

- 1) выборка данных представительна для всего месторождения в целом;
- 2) качество используемой информации.

Учитывая резкую изменчивость по площади месторождения всех параметров и малое количество скважин, следует признать первое условие невыполненным. Относительно качества исходного материала также есть определенные сомнения. Как и в методе материального баланса, в статистических методах одним из главных параметров является пластовое давление – начальное и текущее.

При современном уровне изученности и разработки месторождений баженовского горизонта использование статистических методов нецелесообразно.

Основная трудность в применении объемно-весового и балансового методов состоит в том, что гидродинамический режим сложно описать существующими гидродинамическими моделями. В первом случае из-за отсутствия опыта разработки месторождения подобного типа и математически строгой модели фильтрации невозможно рассчитать коэффициент нефтеотдачи. Во втором случае затруднительным является построение достоверных распределений пластового давления на любом этапе разработки месторождения. Статистические методы эффективны только при наличии большого фонда скважин, длительное время находящихся в эксплуатации, что осложняет их использование применительно к месторождениям баженовского горизонта.

Коллективом геологов ЗапСибНИГНИ [7] предлагался метод, основанный на представлениях о квазизамкнутом упругопластическом режиме фильтрации. При этом для оценки запасов не требуется знание детальной гидродинамической модели, важны лишь факты, что область фильтрации в каждый момент строго ограничена, но со временем увеличивается и емкость коллектора в процессе разработки существенно уменьшается. По методическим основам разработанный подход находится на стыке объемного и балансового методов, что позволяет, с одной стороны, рассчитывать запасы достаточно дифференцированно по площади, а с другой – отказаться от использования весьма сложно определяемого параметра-коэффициента нефтеотдачи.

При этом уравнение, описывающее характер падения пластового давления с ростом отбора нефти, выглядит следующим образом:

$$Q_i = q_p \left[1 - e^{-(\gamma + \beta)(p_o - p_i)} \right]^{1 + \frac{\gamma}{(\gamma + \beta)\lambda}},$$

где Q_i – накопленная добыча при достижении текущего пластового давления P_i ; q_p – количество нефти, извлеченное из скважины при падении начального пластового давления на 1 атм (0,1 МПа); γ и β – коэффициенты сжимаемости пластовой системы и нефти; λ – коэффициент, отражающий темпы поступления нефти в скважину за счет уменьшения пустотного пространства коллектора и расширения объема дренирования.

Для убедительности своих теоретических изысканий исследователями были приведены фактические и расчетные значения отборов нефти за последующие годы после вывода формулы в пределах месторождения Большой Салым (табл. 1).

Таблица 1

Сравнение расчетных объемов нефти по скважинам месторождения Большой Салым (Нестеров и др.)

Номер скважины	Дата замера	Пластовое давление; МПа	Фактическая сумма отбора, м ³	Расчетная сумма отбора, м ³
24	28.07.1977	32,0	60433	61498
	21.01.1980	27,8	100091	97872
	11.04.1980	27,04	102861	105853
	16.05.1980	27,73	103961	98629
	23.03.1981	25,61	111327	121425
	19.05.1981	26,64	111434	110138
	03.10.1983	16,19	118603	237220
27	24.11.1978	27,6	152396	145044
	27.03.1980	25,0	199670	196207
	17.06.1980	26,14	207518	166932
	11.01.1981	25,53	224341	179190
	16.10.1981	23,52	248608	221361
	18.08.1982	18,2	269668	355115
	15.08.1984	14,92	287986	448540
28	26.01.1979	18,89	130329	109870
	16.11.1979	16,54	158617	130269
	27.11.1979	17,28	159178	123701
	02.03.1980	17,09	164490	125374
	24.06.1980	16,72	172134	128658
	13.07.1980	16,59	173766	129848
	15.01.1981	16,65	189356	129302
	03.02.1981	15,85	190266	136483
	10.10.1981	12,28	210915	170766
	19.11.1981	13,26	212682	161038
	10.04.1982	11,6	222711	177594
16.08.1984	8,01	248880	215490	
64	05.02.1979	22,1	146000	160214
	11.09.1979	21,0	163523	174889
	12.06.1980	19,02	190795	200255
	26.02.1981	18,47	207532	208511
	18.11.1981	18,56	226412	207105

Преимущество данной методики в том, что она позволяет отказаться от определения коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи. Как отмечалось, последний параметр существующими гидродинамическими схемами и при имеющемся объеме фактической информации в настоящее время определен быть не может.

При этом нужно учитывать одно обстоятельство. Согласно изложенной модели залежей нефти в баженовском горизонте при разработке могут оставаться линзы, не включенные в область дренирования. Необходимо вводить коэффициент прерывистости залежей. По мнению В. М. Добрынина, его значение, полученное на основе анализа опыта эксплуатации других типов месторождений, необходимо брать равным 0,7. Авторы методики предлагали определять коэффициент прерывистости по формуле

$$K_{,j} = S_i/S,$$

где (S – общая площадь месторождения; S_i – площадь, оцениваемая по промышленным категориям запасов нефти А, В, С.

Список литературы

1. Гришин Ф.А. Оценка разведанных запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1969. – 248 с.
2. Добрынин В.М. Метод определения запасов нефти в порово-трещинных коллекторах с АВПД // Геология нефти и газа. – 1983. – № 12. – С. 1–6.
3. Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых породах толщах // Геология нефти и газа. – 1979. – № 7. – С. 36–43.
4. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / под ред.: Т.В. Дорофеевой. – Л.: Недра, 1983. – 131 с.
5. Мингареев Р.Ш., Валиханов А.В., Вахитов Г.Г. Гидродинамические особенности разработки слоистых пластов с проявлением начального градиента давления. – Казань, 1972. – 128 с.
6. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26–29.
7. Нестеров И.И., Ставицкий Б.И. и др. Особенности подсчета извлекаемых запасов нефти в залежах баженовского типа. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. – 22 с.
8. <http://pda.gazprom-neft.ru/sibneft-online/arhive/195/832778/>

Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна

И.П. Белозеров, А.В. Юрьев*

*Научный руководитель д-р геол.-минерал. наук М.Г. Губайдуллин
ФГБОУ ВПО «Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова»*

При многофазной фильтрации проницаемость породы для одной какой-либо фазы ниже ее абсолютного значения. В основном фазовая проницаемость является функцией насыщенности пористой среды [4]. При этом на фильтрационные характеристики породы существенное влияние оказывают строение порового пространства, смачиваемость поверхности каналов фильтрации, химический состав и свойства жидкости на границах раздела фаз. Совместное двух- или трехфазное течение изучают экспериментально и представляют в виде зависимостей относительных фазовых проницаемостей. Полноразмерный керн является более представительной моделью, чем образцы керна стандартного размера, так как имеют больший геометрический размер и объем. Исследования на таких образцах более адекватно отражают структуру порового пространства и фильтрующихся каналов, чем на образцах керна стандартного размера. Как показывает практика, значения остаточной нефтенасыщенности на образцах полноразмерного керна меньше, чем на образцах керна стандартного размера. Для изучения сложнопостроенных коллекторов, где отдельные элементы пустот пространства сопоставимы с размерами образцов стандартного размера, целесообразно исследования проводить именно на полноразмерном керне с сохраненным диаметром.

В качестве объекта исследования выбраны образцы полноразмерного керна по двум месторождениям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, представленные двумя скважинами. Породы первого месторождения характеризуются неоднородностью и слоистостью, возможна и анизотропия проницаемости.

Отложения представлены песчаником средне-мелкозернистым, мелкозернистым, алевритистым, крупно-средне-мелкозернистым, олигомиктовым кварцевым, с цементом смешанного типа.

Пористость по шлифам составляет 25 % (среднее значение 15 %), по результатам петрофизических анализов открытая пористость составляет 15,59...29,95 % (среднее значение 22,09 %), проницаемость изменяется от 27,59 до $1489,53 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (среднее значение $353,706 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Данные

* © Белозеров И.П., Юрьев А.В., 2014.

породы в соответствии с классификацией А.А. Ханина и М.И. Колосковой [5] можно отнести к коллекторам III класса порового типа со средними емкостными и фильтрационными свойствами.

Породы второго месторождения характеризуются неоднородностью и слоистостью, возможна и анизотропия проницаемости. Разрез представлен неравномерным переслаиванием песчаников кварцевых олигомиктовых, полимиктовых (семейство литокластических граувакк) и редких алевролитов с плохой и средней сортировкой обломочного материала, с глинистым и хлорит-гидрослюдистым цементом порово-пленочного типа, с неравномерно развитыми регенерационным кварцевым цементом, карбонатным порового и коррозионного типа и цементацией вдавливания. На основании результатов петрофизических и литолого-петрографических исследований пород было установлено, что песчаники кварцевые олигомиктовые и полимиктовые мелкозернистые, средне-мелкозернистые являются коллекторами IV класса порового типа с пониженной проницаемостью и емкостью [5].

Для получения информации об основных фильтрационно-ёмкостных свойствах, моделирующие термобарические условия естественного залегания, исследования кернов проводились на установке УИК-5(7) (рис. 1).



Рис. 1. Установка УИК-5(7)

По каждому образцу были определены пористость и абсолютная газопроницаемость. Исследования проводили при моделировании пластовой температуры и эффективного давления пласта.

В качестве пластовой воды использовали ее модель, представляющую собой раствор NaCl в дистиллированной воде с концентрацией NaCl, равной 23 г/л, для первого месторождения, и раствор NaCl в дистиллированной воде с концентрацией NaCl, равной 14 г/л, для второго месторож-

дения. Для исследований использовалась модель пластовой нефти вязкостью $\mu_n = 1,7$ мПа.с при моделировании пластовой температуры 78°C для первого месторождения и модель пластовой нефти вязкостью $\mu_n = 1,48$ мПа.с при моделировании пластовой температуры 79°C для второго месторождения.

Первоначально сухие образцы взвешивали, после чего под вакуумом насыщали моделью пластовой воды. Определяли пористость и проницаемость образцов по воде. После этого производилось создание остаточной водонасыщенности в образцах методом капиллярной вытяжки, при этом остаточная водонасыщенность в образцах соответствовала или была близка к значениям, полученным в результате капилляриметрии, а затем образцы донасыщали неполярным керосином. После поднятия давления в системе керосин прокачивался в объеме $(3-4) \times V_{\text{пор}}$ модели, после чего замещался на модель нефти, которая прокачивалась в том же объеме $(3-4) \times V_{\text{пор}}$, создавая таким образом начальную нефтенасыщенность в модели [1]. В ходе экспериментов определение фазовых проницаемостей осуществляли согласно [3].

Фазовые проницаемости для нефти и воды определяли на образцах полноразмерного керна предварительно проэкстрагированных в приборах Сокслета от остаточной нефти, промытых от солей, дистиллированной водой и высушенных в сушильном шкафу при $T=105 \pm 2^\circ\text{C}$.

Определение фазовых проницаемостей для нефти и воды проводили на 7 режимах совместной стационарной фильтрации в последовательности, при которой водонасыщенность увеличивается от режима к режиму до прекращения вытеснения нефти и достижения остаточной нефтенасыщенности, т.е.:

- 100 % нефти в потоке и 0 % воды в потоке;
- 85 % нефти в потоке – 15 % воды в потоке;
- 70 % нефти в потоке – 30 % воды в потоке;
- 50 % нефти в потоке – 50 % воды в потоке;
- 35 % нефти в потоке – 65 % воды в потоке;
- 20 % нефти в потоке – 80 % воды в потоке;
- 0 % нефти в потоке – 100 % воды в потоке.

Фильтрацию нефти и воды на каждом из заданных режимов осуществляли до достижения стационарности, фиксируемой по стабилизации показаний датчиков дифференциального давления ($\Delta P = \text{idem}$ при заданном расходе). После достижения стабилизации на каждом из режимов фильтрации фиксировали данные по проницаемости и текущей водонасыщенности и определяли объемы закачанной жидкости с учетом мертвых объемов подводящих капиллярных трубопроводов и вентиля с помощью ультразвукового сепаратора – объемы вышедших из моделей жидкостей.

На каждом режиме фильтрации средняя нефтенасыщенность рассчитывалась по уравнению материального баланса закачанного и вышедшего объемов нефти:

$$S_{ni} = S_{ni-1} + \frac{V_{н.зак} - V_{н.выт.} + f_{ni} \cdot V_M}{V_{пор}}, \quad (1)$$

где S_{ni} , S_{ni-1} – соответственно нефтенасыщенность i -го и $i-1$ -го режимов фильтрации, доли ед.; $V_{н.зак}$ – объем нефти, закачанной в модель, $см^3$; $V_{н.выт.}$ – объем нефти, вытесненной из модели, $см^3$; V_M – мертвый объем кернодержателя и подводящих капиллярных трубопроводов, $см^3$ (в данном случае под мертвым объемом понимается объем трубопроводов от выхода из кернодержателя до входа в сепаратор); f_{ni} – доля нефти в потоке, доли ед. [2; с. 116].

Величины фазовых проницаемостей рассчитывались по следующим формулам:

$$K_{ni} = \frac{Q_{ni} \cdot \mu_n \cdot L}{\Delta P_i \cdot F}; \quad K_{vi} = \frac{Q_{vi} \cdot \mu_v \cdot L}{\Delta P_i \cdot F}, \quad (2)$$

где K_{ni} , K_{vi} – фазовые проницаемости соответственно для нефти и воды на i -м режиме фильтрации, $мкм^2$; Q_{ni} , Q_{vi} – расходы нефти и воды в условиях эксперимента, $см^3/с$; ΔP_i – перепад давления на i -м режиме фильтрации, 105 Па ; F – площадь поперечного сечения модели, $см^2$; L – длина участка модели, на котором измерялся перепад давления, $см$.

Значения относительных проницаемостей для нефти и воды на i -м режиме фильтрации определялись по формулам

$$K_{ni}^{отно} = \frac{K_{ni}}{K_n}; \quad K_{vi}^{отно} = \frac{K_{vi}}{K_n}, \quad (3)$$

где K_n – фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности, $мкм^2$ [3].

В ходе исследований было проведено 23 эксперимента по первому месторождению (12 на образцах диаметром 100 мм и 11 на образцах диаметром 67 мм) и 9 экспериментов по второму месторождению (9 на образцах диаметром 100 мм). Были получены типовые таблицы и графики и оценены фильтрационно-емкостные свойства пород. Пример расчетов представлен в табл. 1, а график – на рис. 2.

В целом по разрезу исследованные образцы (полноразмерный керн) по первому месторождению характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами:

- пористость в атмосферных условиях меняется в пределах 15,21 – 29,33 % при среднем значении 21,65 %;

- пористость пластовая меняется в пределах 14,69 – 28,22 % при среднем значении 20,98 %;
- проницаемость по газу: $8,87 - 443,99 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при среднем значении $68,25 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- проницаемость по воде в пластовых условиях: 17,30...314,42 $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее значение $101,85 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- проницаемость по воде в пластовых условиях при остаточной нефтенасыщенности: 1,60...65,02 $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее значение $19,73 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- остаточная водонасыщенность: 3,0...15,0 %, среднее значение 9,35 %;
- остаточная нефтенасыщенность: 28,0...62,0 %, среднее значение 45,0 %.

По второму месторождению образцы (полноразмерный керн) характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами:

- пористость в атмосферных условиях меняется в пределах 6,16 – 18,35 % при среднем значении 12,76 %;
- пористость пластовая меняется в пределах 5,52 – 16,45 % при среднем значении 11,28 %;
- проницаемость по газу: $<0,87...49,45 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при среднем значении $4,95 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- остаточная нефтенасыщенность: 32,5-47,1 %, среднее значение 40,0 %.

Таблица 1

Пример результатов определения фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце керна одного из исследованных месторождений

№ п/п	Доля флюида в потоке		Насыщенность, доли ед.		Фазовая проницаемость 10^{-3} мкм^2		Относительная фазовая проницаемость, доли ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	0	100	0.000	1.000	0	10.428	0	1
2	100	0	0.886	0.114	9.645	0.000	1.000	0.000
3	85	15	0.801	0.199	4.294	0.256	0.445	0.027
4	70	30	0.752	0.248	2.683	0.388	0.278	0.040
5	50	50	0.695	0.305	1.681	0.568	0.174	0.059
6	35	65	0.638	0.362	1.163	0.729	0.121	0.076
7	20	80	0.583	0.417	0.718	0.970	0.074	0.101
8	0	100	0.495	0.505	0.000	2.318	0.000	0.240



Рис. 2. График функций относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце керна одного из исследованных месторождений

Таким образом, в ходе исследований были проведены эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей при режиме совместной стационарной фильтрации на образцах полноразмерного керна. Получены новые результаты, оценены фильтрационно-емкостные свойства исследованных пород. На породах керна с данных месторождений ранее проводили исследования только на образцах керна стандартного размера, при помощи полученных результатов можно более точно охарактеризовать физико-гидродинамическую картину пласта-коллектора. Кроме того, в ходе работ были проведены дополнительные эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей на 11 образцах керна первого месторождения диаметром 67 мм, выпиленных параллельно напластованию с целью исключения влияния анизотропии среды. Характер кривых на образцах полноразмерного керна диаметром 100 и 67 мм аналогичен. Можно сделать вывод о том, что породы исследуемого интервала практически однородны, проницаемость в вертикальном и горизонтальном направлениях практически одинакова, анизотропия среды минимальна.

Список литературы

1. ГОСТ 26450.0 – 85 – ГОСТ 26450.2 – 85 «Породы горные. Методы определения коллекторских свойств».
2. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрофизическими методами / под ред. В.И. Горояна. – М.: ВНИГНИ, 1978.

3. ОСТ-39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».

4. Фазовые проницаемости для нефти и воды. <http://oil-gas-geology.narod.ru/index/0-65>

5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969.

УДК 622.276

Метод контроля за разработкой нефтяного месторождения при внутрислоевой водоизоляции

И.Р. Раупов*

*Научный руководитель д-р техн. наук Н.К. Кондрашева
ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет “Горный”»*

Нефтеносные пласты Акташской площади Ново-Елховского месторождения в разрезе представлены терригенными отложениями кыновского и пашийского горизонтов девона. Главными особенностями геологического строения объекта являются его многопластовость (в разрезе выделяются до 6 продуктивных пластов), высокая послойная и зональная неоднородность, прерывистость в распространении коллекторов (табл.1), что приводит к неодинаковой степени охвата продуктивных пластов влиянием закачки, в конечном итоге к различной интенсивности выработки этих пластов, созданием застойных, тупиковых нефтяных зон и небольших линз [2].

Неоднородность и расчлененность эксплуатационного объекта обуславливают разноскоростную выработку пластов. В результате воспроизведения истории разработки девонских отложений Акташской площади Ново-Елховского месторождения с использованием геолого-гидродинамического моделирования была получена карта остаточных запасов (рис. 1), на которой красным цветом обозначены участки с наибольшими текущими остаточными запасами нефти, более темными – с наименьшими запасами. При этом значения остаточных запасов варьируют в пределах от 0 до 7265 тыс. м³ [4]. Значительное изменение текущих остаточных запасов нефти по всей площади месторождения обусловлено разноскоростной выработкой пластов из-за неоднородности и расчлененности эксплуатационного объекта.

* © Раупов И.Р., 2014.

Таблица 1

**Характеристики продуктивных горизонтов верхнего девона
Акташской площади Ново-Елховского месторождения
по результатам интерпретации ГИС**

№ п/ п	Го- ри- зонт	Эффективная нефтенасы- щенная тол- щина, м		Коэф-т песчанисто- сти, д.ед.		Коэф-т расчленен- ности, д.ед.		Коэф-т проницае- мости, 10 ⁻³ мкм ²		Коэф-т пористости, д.ед.	
		Мин. зн-е	Макс. зн-е	Мин. зн-е	Макс. зн-е	Мин. зн-е	Макс. зн-е	Мин. зн-е	Макс. зн-е	Мин.зн-е	Макс. зн-е
1	Кы- нов- ский	0,8	8,6	0,07	0,32	1	2	17	7008	0,131	0,26
2	Па- ший- ский	0,8	29,4	0,28	0,59	1	8	13	4844	0,116	0,289

При отсутствии системы контроля это может привести к существенному уменьшению нефтеизвлечения. Поэтому на эксплуатационном объекте необходимо совершенствовать организацию системы контроля за разработкой нефтяного месторождения, основной задачей которого является определение продвижения контуров нефтеносности и закачиваемой воды, подъема ВНК, состояния заводнения пластов и их выработки [2].

Контроль за разработкой нефтяных месторождений на современном этапе проводится геофизическими, гидродинамическими и геохимическими лабораторными методами. К геохимическим лабораторным методам относятся оптические исследования, наиболее чутко реагирующие на изменение химического состава нефти [5].

Авторами проведены многочисленные лабораторные исследования оптической плотности D проб нефти Ново-Елховского месторождения с использованием однолучевого спектрофотометра Unicо 2100. Пробы нефти обезвоживались с помощью хлористого кальция $CaCl_2$ термостатированием в условиях длительного воздействия (до 48 часов) тепловых волн ($t=60-65^\circ C$).

Исследования коэффициента поглощения света нефти ε нефтяной дисперсной системой (НДС) выполнены с добавлением органического растворителя – 4-хлористого углерода CCl_4 (ГОСТ 20288-74) для растворения органических соединений (АСПО, частицы асфальтенов).

Коэффициент поглощения света рассчитывали по формуле (1)

$$\varepsilon = \frac{D}{0,4343 \cdot C \cdot l}, \quad (1)$$

где D – оптическая плотность раствора; 0,4343 – коэффициент, появляющийся при переходе из логарифмической формы записи закона Бугера – Ламберта – Бэра к десятичным логарифмам $\log(e)=0,4343$.

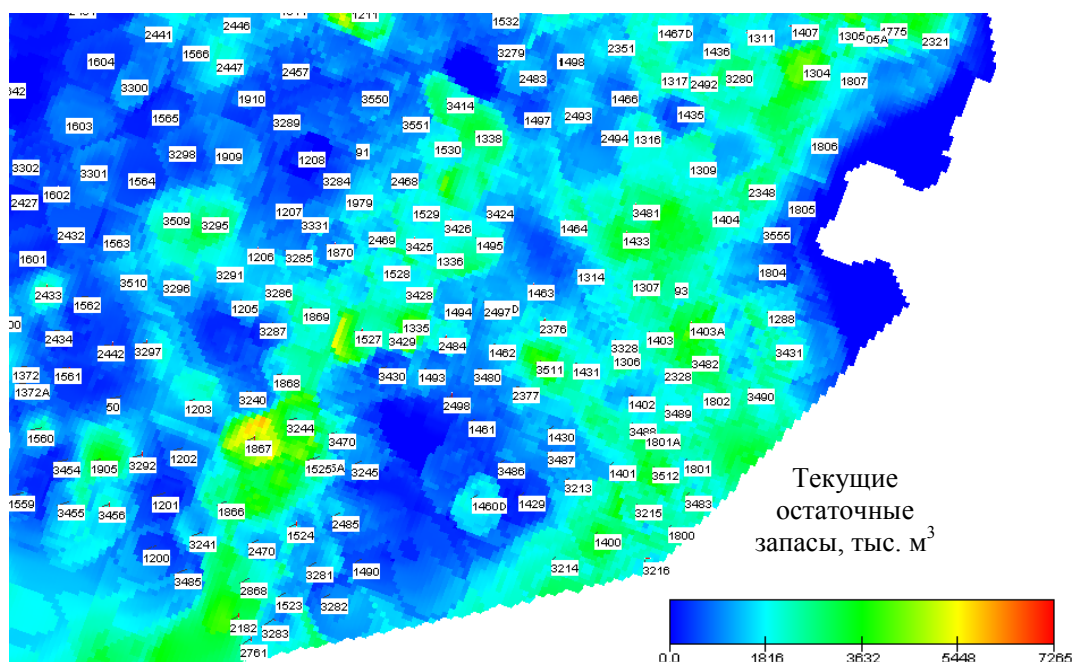


Рис. 1. Выкопировка из карты текущих остаточных запасов нефти девонских отложений Акташской площади Ново-Елховского месторождения

По результатам проведенных лабораторных исследований оптических свойств нефти установлены зависимости степенного характера между коэффициентами поглощения света нефти и промышленными данными (дебитом нефти и обводненностью) до и после проведения внутрипластовой водоизоляции (ВВ). Как видно из рис. 2 (слева), можно разделить технологии внутрипластовой водоизоляции на 2 группы: 1-я группа – те технологии ВВ, с увеличением дебита нефти для которых уменьшается коэффициент поглощения света нефти, что объясняет подключение тупиковых или застойных зон в разработку месторождения с более легкой нефтью, т.е. с меньшим содержанием асфальтенов и смол; 2-я группа – технологии ВВ, для которых с увеличением дебита увеличивается ϵ , что, скорее всего, свидетельствует об доотмыве пленочной нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол без подключения новых участков, запечатанных нефтью.

В ходе исследований оптической плотности D проб нефти обнаружено anomальное поведение коэффициента поглощения света нефти в ультрафиолетовой части спектра: абсорбция света достигает максимума при длине волны $\lambda=340$ нм. Например, после закачки микрогелевых полимерных систем с ПАВ [7] на скважине № 3321 пик коэффициента поглощения света нефти увеличился с $14\,083,8\text{ см}^{-1}$ до $21\,695\text{ см}^{-1}$ (при концентрации растворенного вещества $c=0,0101\%$) (рис. 3).

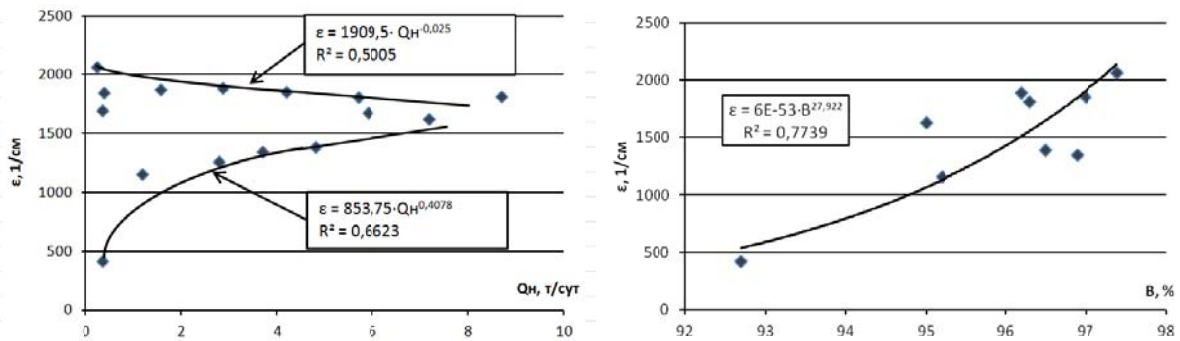


Рис. 2. Корреляционные зависимости дебита нефти, обводненности и коэффициента поглощения света нефти

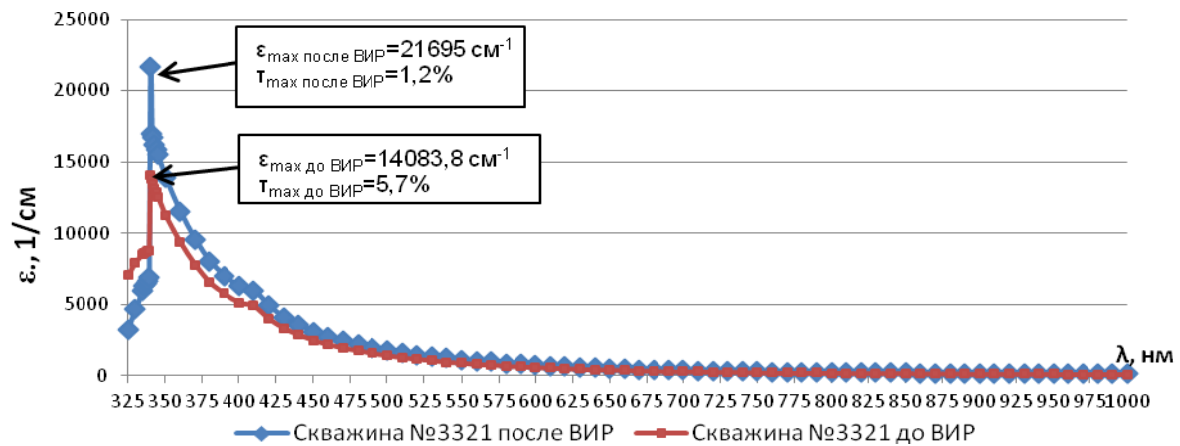


Рис. 3. Спектральные кривые пробы нефти скважины № 3321 до и после внутрислоистой водоизоляции

Полученные на рентгеновском аппарате для спектрального анализа амплитудные спектры химических элементов, содержащихся в подготовленной пробе и золе нефти, свидетельствуют о содержании металлопорфиринов в исследуемых пробах (табл. 2).

Рентгенофлуоресцентный анализ образцов нефти в чистом виде и ее золы, полученной после сжигания нефти в электрической муфельной печи SNOL 7,2/1300 L по стандартной методике ГОСТ 28583-90 (ИСО 6245-82) «Определение содержания золы» [3], заключался в следующем. Исследуемые образцы нефти, установленные в пробозагрузочное устройство, в рабочем положении облучаются рентгеновской трубкой. В результате взаимодействия рентгеновского излучения с веществом в исследуемом образце нефти возникает вторичное флуоресцентное излучение, в спектре которого присутствуют характеристические линии тех элементов, которые входят в состав образца нефти. Наличие в спектре линий данного элемента свидетельствует о присутствии его в образце нефти, а интенсивность этих линий позволяет судить о концентрации элементов.

Таблица 2

Содержание в % химических элементов в пробе и золе нефти скважины № 3321

№ п/п	Название пробы нефти	Условие проведения ВВ	Содержание элементов в %									
			Al	P	S	Ca	V	Fe	Ni	Zn	Ru	
1	нефть скв. №3321	до	0,75	0,769	93,494	1,309	0,949	0,0357	0,28	0,0059	2,407	
		после	0,692	0,741	93,1	1,289	0,941	0,0442	0,264	0,0044	2,925	
2	зола нефти скв. №3321	до	0,623	0,502	88,545	0,797	6,038	0,115	2,147	0,0433	1,19	
		после	0,66	0,478	90,059	0,704	5,244	0,0723	1,889	0,0231	0,87	

На рис. 4 схематично изображена рентгенооптическая схема спектрометра, поясняющая его работу. Первичное излучение рентгеновской трубки 2 возбуждает в исследуемом образце 1 флуоресцентное излучение, которое через входную щель 3 попадает на фокусирующий кристалл-анализатор 4, выделяющий из спектра образца характеристическую линию, соответствующую условиям отражения по закону Вульфа – Брэгга (2):

$$n \cdot \lambda = 2 \cdot d \cdot \sin \theta, \quad (2)$$

где n – порядок отражения ($n = 1, 2, \dots$); λ – длина волны падающего излучения, А; d – межплоскостное расстояние кристалл-анализатора, А; θ – угол падения излучения на кристалл, град.



Рис. 4. Принципиальная рентгенооптическая схема: 1 – исследуемый образец; 2 – рентгеновская трубка; 3 – входная щель; 4 – кристалл-анализатор; 5 – приемная (выходная) щель; 6 – блок детектирования

Выделенное излучение кристалл-анализатор 4 фокусирует в приемную щель 5 блока детектирования 6, сигнал с которого поступает на вход усилителя-дискриминатора, затем на вход счетного устройства. Число импульсов, зарегистрированное за установленное время экспозиции, пропорционально содержанию соответствующего химического элемента в образце и в зависимости от конкретной аналитической задачи может быть пересчитано по различным методикам в процентной концентрации или массовой доле элемента в образце.

Принцип работы фиксированных каналов, построенных по энергодисперсионной схеме, основан на свойстве пропорционального детектора получать амплитуду импульса аналитического сигнала пропорциональной энергии регистрируемых рентгеновских квантов. Кванты характеристического излучения атомов разных химических элементов имеют различную энергию, следовательно, электрический сигнал с детектора, зарегистриро-

вавшего тот или иной квант, будет иметь разную амплитуду, и амплитудный спектр позволит судить об элементном составе пробы (рис. 5) [1, 8].

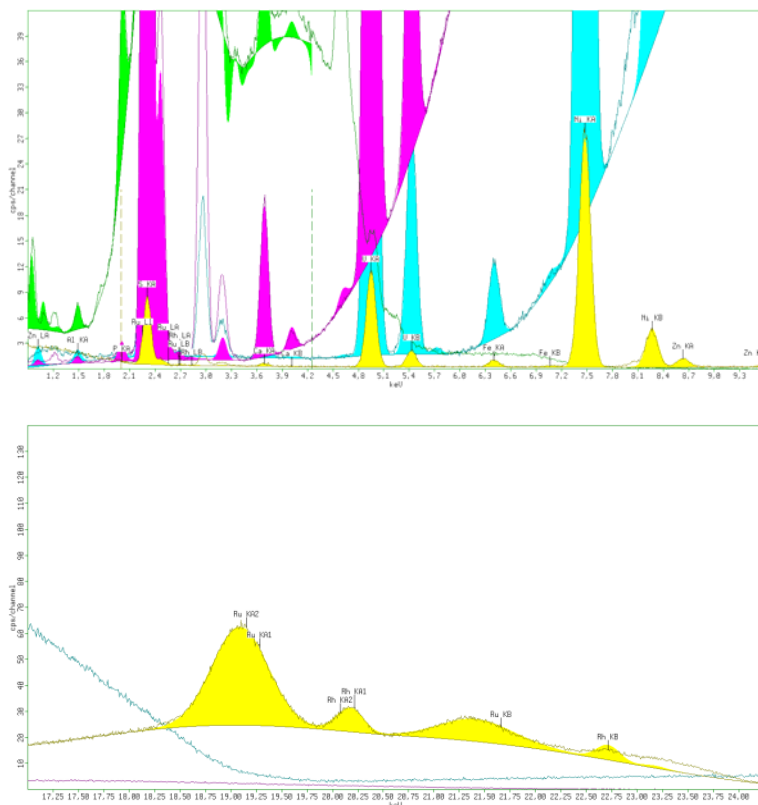


Рис. 5. Характеристические линии золы нефти скважины № 3321 до ВВ

Результаты лабораторных исследований оптических свойств нефти и анализ промысловых данных (дебит нефти, обводненность) до и после проведения внутрипластовой водоизоляции позволили установить наиболее эффективную технологию – закачку щелочно-полимерной композиции на основе гидроксида натрия и полимера (эфиры целлюлозы, полиакриламида и полиоксиэтилена) [6]. Рентгенофлуоресцентный анализ нефти в чистом виде и ее золы показал, что в нефти девонских отложений Акташской площади Ново-Елховского месторождения содержится микроэлемент платиновой группы Ru (рутений), относящийся к ультраредким. Нефть нефтематеринских толщ сапропелевого типа характеризуется значительно большими концентрациями V и Ni и соотношениями $V/Ni > 1$ (в условиях Ново-Елховского месторождения $V/Ni > 2,81$ до ВВ, $V/Ni > 2,78$ после ВВ), чем нефти гумусового и сапропелево-гумусового типа, отличающиеся тем, что $V/Ni < 1$ [9].

Список литературы

1. Аппараты рентгеновские для спектрального анализа «Спектроскан Макс –G, -GF1E, -GF2E». Паспорт РА7.000.000 ПС. – Санкт-Петербург: ООО «НПО «СПЕКТРОН», 2012. – 38 с.

2. Геологический отчет нефтегазодобывающего управления «Елховнефть» за 2010 год. Геологический отдел, технологический отдел разработки нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Елховнефть». НГДУ «Елховнефть», 2010. – С. 59-129.
3. ГОСТ 28583-90 (ИСО 6245-82) «Определение содержания золы».
4. Раупов И.Р. Анализ и рекомендации по совершенствованию разработки объектов девона Акташской площади Ново-Елховского месторождения с использованием геолого-гидродинамического моделирования: диплом. проект. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2013. – С. 63-66.
5. Раупов И.Р., Бурханов Р.Н., Кондрашева Н.К. Оптический метод контроля разработки месторождений углеводородов. Актуальные проблемы науки и техники: сб. научных трудов VI Междунар. научн.-практ. конф. молодых ученых. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2013. – С. 41-43.
6. РД 153-39.0-576-08 «Инструкция по технологии повышения выработки пластов с использованием модифицированных щелочно-полимерных композиций (технология ЩПК-М)» – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2008. – 36 с.
7. РД 153-39.0-737-11 «Инструкция по технологии увеличения нефтеизвлечения из пластов путем закачки микрогелевых полимерных систем с ПАВ (технология МГС-КПС)» – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2011. – 42 с.
8. Спектрометр РСФА Epsilon 3. Руководство пользователя. – Алмело, Нидерланды: PANalytical B.V., 2011. – 79 с.
9. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. – Ин-т нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН. – М.: Наука, 2012. – С. 3–76.

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

УДК 62-83: 621.313.333.072

К вопросу о возможности снижения пожароопасности тепловозов

А.И. Литвиненко, В.А. Шилова, Е.С., Кибалина*

*Научные руководители: д-р техн. наук Н.Н. Довженко,
канд. техн. наук А.Н. Минкин, канд. техн. наук А.В. Бражников
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

К числу основных недостатков современных тяговых гибридных приводов (в частности тепловозов), базирующихся на использовании электродвигателей переменного тока, относится высокий уровень потерь энергии в преобразователях частоты и высокая температура нагрева последних, определяющая повышенную пожароопасность тепловозов. Эти потери обусловлены высокой частотой переключения вентиляльных элементов инвертора, входящего в состав преобразователя частоты со звеном постоянного тока (ПЧПК). Основными элементами ПЧПК, как правило, выступают силовые транзисторы (известно, что основная доля потерь в транзисторном вентиле приходится на переходные процессы, т.е. на периоды перехода транзистора из закрытого состояния в открытое и обратно).

В 2012 г. концерном Samsung Group (Южная Корея) решение этой проблемы было названо одной из приоритетных задач в области электрических транспортных средств всех типов (в том числе и тех, в которых применяются тяговые гибридные системы) и объявлен конкурс на получение соответствующего гранта.

Результаты исследований, проведенных авторами данной статьи, показывают, что одним из наиболее эффективных путей решения этой проблемы является построение гибридной системы привода на базе многофазных (т.е. имеющих число фаз более четырех) асинхронных электродвигателей. Перспективам применения многофазных асинхронных линейных и нелинейных электроприводов в области железнодорожного транспорта ими был посвящен ряд статей.

Однако увеличение числа фаз асинхронного электропривода позволяет не только улучшать ряд его технико-экономических показателей, но и создать тяговые гибридные приводы тепловозов по схеме «дизельный генератор – асинхронный двигатель (двигатели)», которые будут карди-

* © Литвиненко А.И., Шилова В.А., Кибалина Е.С., 2014

нально отличаться от существующих и иметь более простую конструкцию и систему управления, а также меньшие потери энергии по сравнению с аналогичными существующими гибридными приводами, построенными на базе трехфазных асинхронных двигателей и содержащими в своем составе преобразователи частоты. Эти тяговые гибридные приводы нового поколения основаны на использовании многофазных дизельных генераторов и нетрадиционно управляемых многофазных асинхронных двигателей.

В данной работе представлены основные принципы построения таких гибридных тяговых приводов нового поколения. К числу этих базовых принципов относятся следующие:

1) увеличение более четырех числа фаз дизель-генератора и питаемого от него асинхронного двигателя (двигателей);

2) применение такого нетрадиционного способа управления многофазным асинхронным двигателем, как фазно-полусное управление (ФПУ);

3) использование ряда нетрадиционных конструктивных решений для построения многофазных асинхронных электродвигателей с ФПУ.

Многофазный асинхронный двигатель с ФПУ, по сути дела, представляет собой многоскоростной электродвигатель, но имеющий только одну обмотку статора (для всех скоростей), не более сложную, чем обмотка статора односкоростного 3-фазного асинхронного двигателя.

Увеличение числа фаз дизель-генератора и питаемого от него асинхронного двигателя (двигателей) более четырех необходимо для обеспечения возможности применения в системе гибридного привода ФПУ, использование которого позволит обеспечить:

– широкий диапазон регулирования скорости асинхронного двигателя;

– достаточно малый шаг дискретного изменения скорости вращения двигателя в процессе ее регулирования.

Количество дискретных значений скорости, которые могут быть получены при использовании многофазного двигателя с ФПУ, возрастает с ростом числа фаз двигателя. При этом появляется возможность для уменьшения шага дискретного изменения скорости за счет соответствующего выбора рабочих значений параметра H – основного параметра ФПУ.

Реализация ФПУ может быть сведена к простому изменению порядка подключения фазных обмоток статора многофазного асинхронного двигателя к фазам многофазного генератора переменного тока, т.е. 1-я фаза двигателя подключается не к 1-й фазе генератора, а, например, к 3-й; 2-я фаза двигателя подключается не ко 2-й фазе генератора, а к 5-й и т.д.

Вследствие этого в многофазной системе гибридного привода для реализации ФПУ нет необходимости использовать преобразователь частоты для регулирования скорости вращения ротора двигателя. Вместо него в гибридном приводе нового поколения может быть использован тиристор-

ный или электромеханический коммутатор. Частота переключения вентиляльных элементов такого коммутатора будет в сотни раз ниже частоты переключения транзисторов преобразователя частоты в системе привода традиционного типа. Вследствие этого потери энергии в системе тягового гибридного привода нового поколения будут значительно меньше, чем в существующих системах, в состав которых входят преобразователи частоты. При этом алгоритмы управления вентиляльными элементами коммутатора (а следовательно, и их реализация) в системе нового поколения будут существенно проще (по сравнению с аналогичными существующими инверторными гибридными приводами).

Функциональная схема силовой части предлагаемого тягового гибридного привода тепловоза представлена на рис. 1, где ДГ – m -фазный дизель-генератор переменного тока, К – тиристорный или электромеханический коммутатор, АД – m -фазный асинхронный двигатель, БУ – блок управления системой тягового гибридного привода.

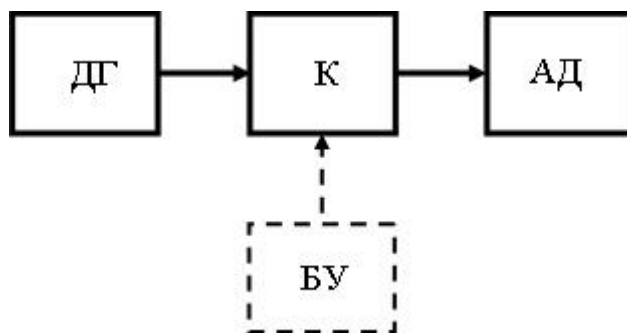


Рис. 1. Функциональная схема силовой части тягового гибридного привода нового поколения

В такой системе гибридного привода изменение скорости вращения ротора асинхронного двигателя осуществляется за счет изменения варианта соединения выходных контактов m -фазного дизель-генератора ДГ с входными контактами (т.е. с фазными обмотками) m -фазного асинхронного двигателя АД. Это изменение реализуется с помощью коммутатора К в соответствии с сигналами, поступающими с блока управления БУ системой тягового гибридного привода.

При этом дизель-генератор работает постоянно в оптимальном режиме с максимальным КПД.

Сущность ФПУ заключается в том, что при его использовании изменение скорости вращения магнитного поля в воздушном зазоре двигателя переменного тока осуществляется за счет изменения величины фазового смещения α между напряжениями (токами) соседних фаз двигателя в некоторое целое число раз N (по сравнению с традиционным управлением) без какого-либо изменения частоты и амплитуды этих напряжений (токов), т.е. при ФПУ $\alpha_N = N \cdot \alpha_T$, где N – параметр ФПУ, некоторое целое число; α_T – ве-

личина угла фазового смещения α при традиционном управлении; $\alpha_T = 2\pi/m$; α_H – величина угла фазового смещения α при ФПУ.

Значение $H = 1$ соответствует традиционному управлению асинхронным двигателем, а значение $H > 1$ – ФПУ.

Изменение фазового смещения α осуществляется за счет упомянутого выше электронного или механического коммутатора, установленного между многофазным дизель-генератором и многофазным асинхронным двигателем. При этом варьирование значения параметра H ФПУ осуществляется за счет изменения варианта соединения фаз дизель-генератора с фазами двигателя.

При использовании ФПУ, когда параметр H изменяется, наблюдается эффект, адекватный одновременному изменению и числа фаз, и числа пар полюсов двигателя. При этом соответствующим образом изменяются и синхронная скорость вращения, и максимальный момент двигателя (синхронная скорость обратно пропорциональна значению параметра H , а максимальный момент двигателя прямо пропорционален значению H).

Таким образом, применение ФПУ позволяет изменять скорость вращения ротора двигателя без изменения частоты питающего напряжения.

Электронный или механический коммутатор должен осуществлять соединение фаз дизель-генератора с фазами двигателя в соответствии со следующим алгоритмом:

$$i_M = N_1 - N_2,$$

где $N_1 = H \cdot (i_{in} - 1) + 1$, $N_2 = 0$ если $H = 1$, $N_2 = m \cdot \text{Int}\{(N_1 - 1) / m\}$ если $H \geq 2$, i_M – номер фазы обмотки статора асинхронного двигателя, i_{in} – номер фазы дизель-генератора, $\text{Int}\{(N_1 - 1) / m\}$ – целая часть числа $(N_1 - 1) / m$.

Полученные на сегодняшний день результаты исследований позволяют сделать следующие выводы:

1. Предлагаемые принципы построения системы тягового гибридного привода тепловоза кардинально отличаются от существующих и позволяют рассматривать предложенную систему как новое поколение гибридного привода.

2. Построение гибридного привода на базе многофазных дизель-генераторов и асинхронных электродвигателей позволяет исключить из системы привода преобразователь частоты, заменить его коммутатором с низкой частотой работы вентильных элементов и тем самым значительно улучшить энергетику системы привода и снизить пожароопасность тепловоза.

Способ герметизации устья скважины и устройства для его осуществления

А.Г. Барановский*

*Научный руководитель доцент, канд. техн. наук Е.В. Безверхая
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Борьба с пожарами на нефтяных и газовых месторождениях, часто находящихся в труднодоступных регионах, требует привлечения огромных материально-технических ресурсов и может продолжаться длительное время. Пожары на открыто фонтанирующих газонефтяных скважинах являются одними из наиболее сложных видов промышленных аварий.

Предлагаемый в данной статье метод позволяет локализовать пламя горячей скважины при помощи факельного зонта, подвешенного над источником возгорания. Зонт формирует направленное движение горящих масс и создает условия для регулирования таких параметров пожара, как высота и диаметр пламени, границы безопасных расстояний для людей и механизмов.

При локализации пламени проводят ряд работ. Вокруг горячей скважины размещаются водометы (брандспойты) и по их готовности к направленному дождеванию начинают работы по выдвигению факельной трубы (зонта). На нижнем конце трубы устанавливают конусообразный зонт для сбора и направления пламени в трубу. На механической стреле специальной гусеничной тележки крепят вертикально факельную трубу таким образом, чтобы основной язык пламени вошел в конусообразный зонт. С этого момента начинается процесс дождевания факельной трубы, предохраняя ее и стрелу от накаливания. После того как факельную трубу установят и в нее устремится пламя, производят крепление трубы на трех якорях с помощью оттяжек и их регулирование. Якоря стремятся размещать вокруг скважины так, чтобы угол между осью скважины (факельной трубы) и двумя якорями в горизонтальной плоскости равнялся 120° [1]. Такое приспособление дает возможность уменьшить область теплового воздействия вблизи устья скважины, тем самым обеспечивая возможность работы персонала по герметизации устья с помощью герметизирующих шарниров.

Первая плита шарнира навешивается на боковой фланец (или зальсину) крестовика. Достигается это с помощью 1-2 болтов с укороченной шестигранной головкой. Эти болты имеют также внутреннюю осевую резьбу (концентрическую), используемую для закрепления второй плиты. После жесткого закрепления первой плиты на нее насаживается другая (ответная) плита, на которой жестко с помощью небольших прихватов

* © Барановский А.Г., 2014

сваркой закреплена задвижка (или кран высокого давления) с патрубком 1-1,5 м. На одном из таких патрубков рядом с фланцем устанавливается кран под манометр.

Шарнирность достигается с помощью специального пальца, который после достижения соосности петель (втулок) обеих плит сверху ставится в рабочее положение. Крепление шарнира производится при его открытом положении. Затем быстро закрывают шарнир при открытой задвижке: пламя устремляется через задвижку в патрубок, имеющий завернутый вверх конец для создания тяги. Для центровки плиты используют регулировочные винты, вмонтированные в первую плиту на специально сделанных выступах.

После посадки уплотнительного кольца производят затяжку резьбовых соединений, используя специальные ключи. То же самое проделывают и со вторым боковым отводом крестовика. Закрывание верхнего фланца производят аналогично предыдущему. Однако сам поворот верхней плиты и ее посадка осуществляются с помощью двух оттяжек: одна закрывает, другая тянет в противоположную сторону во избежание резкого удара, что может привести к поломке шарнира [1].

Целью расчета и факельного зонта является обоснование скоростей и объемов проходящих по ним горящих газов (расчет самотяги (S)) и его параметров – диаметра (D_{тру}) и длины трубы (H_{тру}):

$$S = H_{\text{тру}} \cdot g \left(\rho_{\text{в}} \frac{273}{273+T_{\text{в}}} - \rho_{\text{г}} \frac{273}{273+T_{\text{г}}} \right) \frac{B}{760},$$

где H_{тру} – длина вытяжной трубы, м, g – ускорение свободного падения, м/с², ρ_в – плотность воздуха, кг/м³, ρ_г – плотность продуктов сгорания, кг/м³, T_г – температура продуктов сгорания, °С, T_в – температура воздуха, °С, B – минимальное барометрическое давление данного района, мм рт. ст.[2]

При этом для правильной работы зонта должно соблюдаться условие S ≥ 2-5 мм рт ст.

В качестве факельной трубы вследствие доступности (наличия на промысле) и экономии времени можно рекомендовать использовать насосно-компрессорные или обсадные трубы. Таким образом, определится диаметр верхней части факельного зонта, однако его можно посчитать и по формуле

$$D_{\text{тру}}^y = \sqrt{\frac{4V_{\text{тру}}}{\pi\omega_{\text{вых}}}}, \text{ м,}$$

где V_{тру} – объемный расход продуктов сгорания через трубу при температуре их в выходном сечении, м³/с (охлаждение продуктов сгорания в дымовой трубе не учитывается); ω_{вых} – скорость продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы [3].

На открытых пожарах к опасным факторам, влияющим на условия труда, относится излучение пламени. Мощность или интенсивность излучения определяет допустимое время пребывания и границы зон, в которых могут проводиться те или другие виды аварийно-спасательных работ.

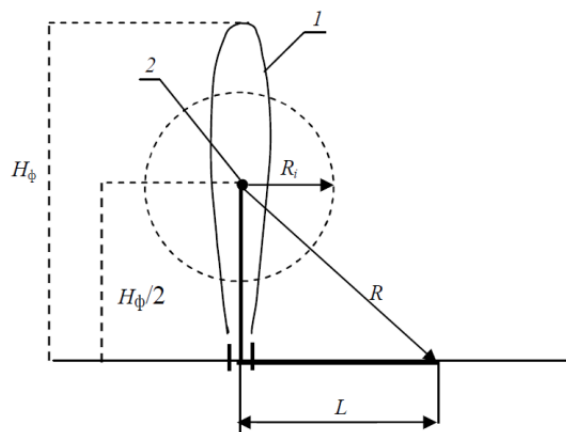


Рис. 1. Модель для расчета мощности излучения пламени:
1 – поверхность пламени фонтана; 2 – точка, излучающая тепловую энергию в такую же единицу времени, как и весь факел

При расчёте мощности лучистого теплового потока в зависимости от расстояния до устья скважины рассматривается схема, представленная на рис. 1.

Поверхность пламени фонтана (1) заменим точкой (2), расположенной над устьем на $\frac{1}{2}$ высоты факела и излучающей такую же тепловую энергию в единицу времени, как и весь факел.

$$Q_{\text{л}} = \eta_{\text{л}} \cdot Q_{\text{н}} (1 - \eta_{\text{х}}) \cdot V, \text{ кВт},$$

где $Q_{\text{н}}$ – низшая теплота сгорания смеси газов, $\text{кДж}\cdot\text{м}^3$; $\eta_{\text{л}}$ – теплотери излучением пламени; $\eta_{\text{х}}$ – химический недожог (доли от низшей теплоты сгорания), $\text{м}^3\cdot\text{с}$.

Теплотери излучением газового фонтана могут быть определены по уравнению

$$\eta_{\text{л}} = 0,048\sqrt{M},$$

где M – средняя молекулярная масса газовой смеси, $\text{кг}/\text{кмоль}$.

Определение молекулярной массы (M) фонтанирующего газа, состоящего из нескольких компонентов, можно провести по соотношению

$$M = \frac{1}{100} \cdot \sum M_i \cdot \varphi_i,$$

где M_i – молекулярная масса i -го компонента, $\text{кг}/\text{кмоль}$; φ_i – содержание i -го компонента в смеси, %.

Это излучение воспринимается поверхностью шара

$$S = 4\pi R^2, \text{ м}^2.$$

С возрастанием радиуса шара интенсивность излучения снижается, так как возрастает поверхность, воспринимающая это излучение (рис. 2).

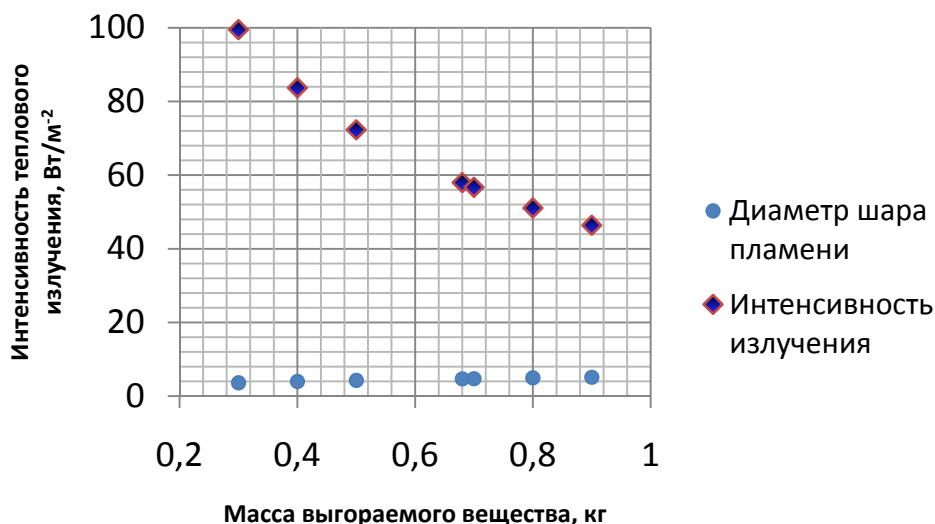


Рис. 2. Влияние размера диаметра шара пламени на интенсивность тепловыделения поверхности излучения

Согласно рис. 1 и известной теореме Пифагора для расчёта мощности теплового потока, поступающего на поверхность земли, в уравнении проведена замена R на ее составляющие:

$$R^2 = \left(\frac{H}{2}\right)^2 + L^2.$$

Таким образом, мощность лучистого теплового потока от пламени на различных расстояниях от устья скважины может быть рассчитана по уравнению

$$q_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{л}}}{S} = \frac{\eta_{\text{л}} \cdot Q_{\text{н}}(1 - \eta_{\text{х}}) \cdot V}{4\pi \cdot \left[\left(\frac{H}{2}\right)^2 + L^2\right]} = \frac{\eta_{\text{х}} \cdot q_{\text{п}}}{4\pi \left[\left(\frac{H}{2}\right)^2 + L^2\right]}.$$

В результате расчетов по этой формуле можно получить границы зон по условиям работы личного состава. Характеристики этих зон приведены в табл. 1.

Увеличение силы тяги вытяжной трубы позволит изменить форму пламени на более вытянутую в вертикальном направлении (увеличится радиус R), что обеспечит поднятие центра пламени, а значит, и поднятие наиболее его горячих участков настолько, что станет возможным проведение ремонтно-монтажных работ.

Таблица 1

Характеристика зон по условиям работы личного состава

Границы зон	Макс. плотность теплового потока на границе зоны, кВт/м ²	Последствия теплового воздействия			Характеристика зон по условиям работы личного состава	
		На человека	На технику	Резина, одежда, ткань		
		Металлическое оборудование	Деревянные элементы			
I	4,2	Болевые ощущения через рез 20 с	Без видимых изменений		Можно находиться и выполнять физ. работу длительное время без спецнаряжения	
II	8,4	Появление волдырей через рез 20 с	Вспучивание краски	Разложение	Обугливание	-
III	10,5	-	Обугливание краски	Загорание	Загорание	-
IV	14	-	Обугливание краски	Загорание	Загорание	Можно выполнять физ. работы не более 5 мин в теплозащитном снаряжении под распылением водяных струй

Таким образом, поскольку размеры факельной трубы и уровень ее подвески определяют силу тяги вытяжного зонта, которая, в свою очередь, влияет на интенсивность излучения приземного участка пламени, можно сделать следующий вывод: регулируя эти параметры, можно изменять величину мощности лучистого теплового потока в зоне ведения аварийно-спасательных работ. Это обеспечит уменьшение размеров опасных зон для человека и механизмов, уменьшит время локализации пламени на горящей скважине.

Приведенным способом ликвидированы пожары более чем на 60 скважинах Северо-Кавказского региона, но за все прошедшее время не было выявлено численных закономерностей между параметрами зонта и формированием теплового поля пламени.

Список литературы

1. Булчаев Н.Д., Безверхая Е.В. Способ герметизации устья горячей нефтяной скважины [Текст]//Газовая промышленность. –2011. -№4/658. – С.85-87.
2. Эстеркин Р.И. Промышленные котельные установки: учебник для техникумов – 2-е изд., переработ. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. [Текст]//Ленингр. отд-ние, 1985. – 400 с.
3. Расчет сечения дымовой трубы. [Текст] <http://stovemaster.msk.ru/?p=255>
4. Андросов А. С. Расчет основных параметров горения и тушения пожара газового фонтана [Текст]// Курсовая работа по дисциплине «Физико-химические основы развития и тушения пожаров». – 2011.
5. Алгоритм расчёта вытяжного зонта. [Текст] <http://econom.misis.ru>

УДК 67.05

Быстроразъёмное соединение трубопроводов повышенной герметичности и надёжности

А.Л. Боровых*

Научный руководитель канд. техн. наук П.М. Кондрашов

Использование быстроразъёмных соединений в чрезвычайных ситуациях позволяет существенно сократить время, необходимое для под-соединения трубопроводов, по которым будет произведено откачивание жидкости из трубопровода или какой-либо ёмкости.

* © Боровых А.Л., 2014

Наиболее распространённым быстроразъёмным соединением на нефтяных и газовых промыслах на сегодняшний день являются соединения производства фирмы Halliburton [1]. Эти соединения требуют от 1,5 до 3 и более минут на процесс сборки. Герметичность и надёжность соединения при сборке обеспечиваются ударами кувалды, а значит, есть риск получения искры. Соединения остальных фирм проигрывают соединениям фирмы Halliburton в герметичности и во времени, необходимого на сборку [2].

При работе на нефтяных и газовых промыслах в условиях чрезвычайной ситуации желательно иметь герметичное соединение, собираемое без использования кувалды. Чем быстрее можно выполнить соединения труб, тем лучше.

Попытка решения этой проблемы на кафедре МОНПИ СФУ привела к появлению технического решения, представленного в патенте на изобретение № 2370677, 2009 г.[3] На основе этого патента разработаны чертежи быстроразъёмного соединения (рис. 1), предназначенного для использования в чрезвычайных ситуациях.

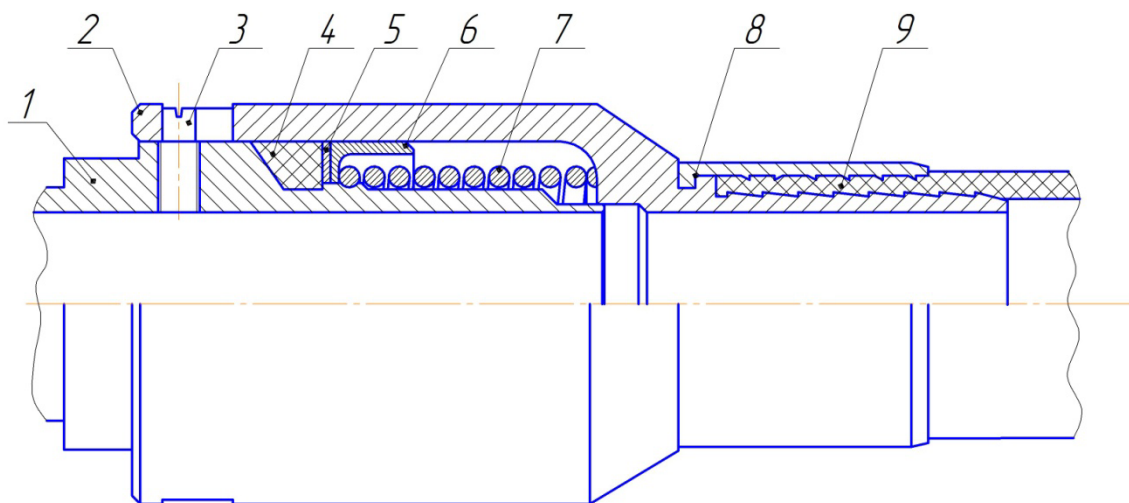


Рис. 1. Быстроразъёмное соединение

Использование соединения позволяет сократить время подключения аварийного трубопровода до нескольких десятков секунд. Герметичность соединения существенно выше, чем у традиционных соединений, а время подключения меньше. Сборка не требует использования кувалды, эти качества обеспечиваются конструкцией соединения, содержащего обхватываемую деталь 1, обхватывающую деталь 2, пальцы 3, эластичное уплотнительное кольцо 4, шайбу 5, втулку 6, пружину 7, обжимное кольцо 8 и гибкий рукав 9.

Обхватываемая деталь 1 должна быть установлена на ёмкость (сосуд) или трубопровод, из которых нужно откачать опасную жидкость. При

отсутствии на ёмкости этой детали её можно установить с помощью врезающих устройств, например «пираньи».

Для сборки соединения обхватывающую деталь 2 нужно надеть на обхватываемую деталь 1 таким образом, чтобы пальцы 3, установленные в обхватываемой детали 1, вошли в прорези обхватывающей детали 2. Затем обхватывающую деталь 2 поворачивают относительно обхватываемой детали 1 по часовой стрелке до упора, при этом пружина 7 сначала сжимается, а затем немного ослабляется. Это происходит потому, что профиль паза в обхватывающей детали выполнен в виде крючка. Крепление гибкого рукава 9 на обхватывающей детали 2 осуществляется с помощью обжимного кольца 8. Надёжная фиксация соединения возможна лишь в том случае, когда выступ каждого пальца 3 дойдёт до конца каждого паза. Герметизация обеспечивается за счёт того, что эластичное уплотнительное кольцо 4 сжимается в осевом направлении и соответственно выпучивается в радиальном. Сжатие происходит под действием силы, действующей со стороны подшипника скольжения, состоящего из шайбы 5 и втулки 6. Втулка 6 имеет большую поверхность контакта с обхватывающей деталью 2, что обеспечивает строго перпендикулярное положение шайбы 5 и втулки 6 относительно оси симметрии соединения. Сила, действующая на подшипник сразу после соединения, обеспечивается сжатой пружиной 7. Подшипник предназначен для уменьшения силы трения, возникающей при проворачивании деталей 1 и 2. Если давление внутри деталей повышается, то сила сжатия эластичного уплотнительного кольца 4 ещё более увеличивается за счёт увеличения силы, действующей на торец подшипника. Чем больше давление жидкости, находящейся внутри деталей 1 и 2, тем больше сила, сжимающая эластичное уплотнительное кольцо 4 и тем выше герметичность соединения. Обхватывающая деталь 2 выполнена с проточкой, в которую входит стенка обхватываемой детали 1. Такая конструкция обеспечивает минимизацию местных гидравлических потерь при проходе перекачиваемой жидкости, а также благодаря этому пружина 7 и подшипник скольжения изолируются от активного взаимодействия с жидкостью, что продлевает срок их службы и исключает возможность попадания в рабочую зону пружины 7 и подшипника скольжения посторонних включений. Выемка в обхватываемой детали 1, предназначенная для установки уплотнительного кольца 5, выполнена со скосом в сторону пальцев 3. Благодаря этому уплотнительное кольцо 4 ещё более прижимается к обхватывающей детали 2, вдавливаясь в зазор между деталями 1 и 2 и герметизирует его.

В данный момент готова рабочая документация представляемого соединения, ведутся переговоры о изготовлении и испытании опытного образца.

Список литературы

1. Сервисная компания Halliburton – URL: <http://www.halliburton.com/>
2. Каталог фитингов, рукавов высокого давления, обжимных муфт. URL: <http://hydravia.ru>.
3. Патент № 2370677 Российская Федерация. Байонетное соединение / П.М. Кондрашов, В.В. Нечепуренко.

УДК 614.84

Взрыв газозвдушной смеси при низких температурах

А.В. Петров, А.А. Крехов*

*Научный руководитель канд. техн. наук А.А. Дектерев
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Теоретически и экспериментально установлено, что при взрыве любой горючей смеси, в том числе и метанозвдушной (далее – МВС), происходит скачкообразное изменение состояния среды, по которой распространяется ударная волна. Ударная волна является особым видом возмущения, порождаемого зоной химической реакции (фронтом пламени), и представляет собой область сжатия среды с резким скачком давления, плотности и температуры, перемещающуюся со сверхзвуковой скоростью. При этом оценку динамического действия взрыва обычно производят по основным параметрам ударной волны, энергии волны, ее импульсу, величине максимального давления и др. [6; с. 26].

Воспламенение горючих смесей дает начало горению, скорость протекания которого в зависимости от физико-химических свойств смеси, геометрических размеров горной выработки, термодинамического состояния среды и других факторов изменяется в широких пределах – от дефлаграции до детонации [3, с. 26].

Дефлаграция характеризуется наличием узкой зоны химической реакции, которая разграничивает исходные компоненты и продукты реакции. При этом скорость распространения пламени относительно исходных компонентов постоянна и меньше скорости звука. Определяющую роль в процессе дефлаграционного горения смеси играют химическая кинетика реакции, теплопроводность и диффузия.

Детонация характеризуется постоянством скорости распространения химической реакции и сформированной ударной волной. Комплекс ударной волны и фронта пламени распространяется по реагирующей смеси со

* © Петров А.В., Крехов А.А., 2014.

сверхзвуковой, вполне определенной скоростью, зависящей от термодинамических характеристик исходной горючей смеси.

Установлено, что между дефлаграцией и детонацией существует широкий диапазон скоростей распространения пламени, которые не подчиняются отмеченным выше закономерностям. Однако характерной особенностью любой из промежуточных скоростей распространения пламени является наличие ударной волны, движущейся впереди пламени. Такой процесс распространения взрыва принято называть нестационарным двойным разрывом. Любой нестационарный двойной разрыв является нестабильным процессом и в зависимости от конкретных условий переходит в дефлаграционный или в детонационный режимы горения.

Способы подавления взрывов в начальной стадии основаны на подавлении пламени и снижении температуры газового потока в ударной волне (или в волне сжатия) путем введения различных пламегасителей (воды, пены, паст и т.д.). Локализация ударных волн развившихся взрывов основана на торможении газового потока волны.

В практических условиях температура взрыва не достигает максимальных значений и возникающие давления ниже указанных, однако они вполне достаточны для разрушения зданий, металлических конструкций, если в них произойдет взрыв.

Пределы взрываемости смесей горючих газов с воздухом различны и зависят от химического свойства газов.

Для получения данных при распространении взрыва проведен эксперимент.

1. Подготовка эксперимента:

Для проведения опыта были приняты следующие данные:
температура окружающей среды: от минус 15 до минус 25 °С;
бытовой газ (данные взяты при Н/У).

Химический состав:

этан (C_2H_6),
пропан (C_3H_8),
бутан (C_4H_{10}),
водород (H_2),
сероводород (H_2S),
диоксид углерода (CO_2),
азот (N_2),
гелий (He).

Физические свойства:

Плотность: от 0,68 до 0,85 кг/м³ (сухой газообразный);
400 кг/м³ (жидкий);
Температура самовозгорания: 650 °С;

Взрывоопасные концентрации смеси газа с воздухом от 5 % до 15 % объёмных;

Удельная теплота сгорания: 28-46 МДж/м³ (т.е. это 8-12 кВт-ч/м³);

пленка полиэтиленовая т.100мкм ш.1500мм прозрачная (рукав);

дымный порошок, состав (по весу): 75 % калиевой селитры, 15 % угля, 10 % серы;

кислород из компрессора;

лампочка 12 V4

провод изолированный двухжильный;

камера (съемка 120 кадров/с);

звуковые датчики;

турбулизаторы;

динамометр;

леска (давление на разрыв 9 кг);

ЭВМ.

Первый испытательный стенд

Десятиметровый рукав полиэтиленовой пленки запаивается с одной стороны и накачивается воздухом и бытовым газом (в пропорции 5-7 % от полного объема рукава) до появления натяжения стенок. В конце в рукав устанавливается собранный пиропатрон (к двухжильному проводу присоединяется патрон, в который вставляется лампочка 12V, предварительно просверленная, наполненная дымным порошком и запаянная), после чего рукав со второй стороны зажимается струбциной. Далее производится выдержка накаченного рукава в течение 10 минут, после производится подрыв пиропатрона.

Взрыву газоздушных смесей всегда предшествует образование облака, в котором горючий компонент присутствует в смеси с окислителем (как правило, с кислородом воздуха) в определенном диапазоне концентраций. Инициирование взрыва этого облака может осуществляться различными способами, после чего взрывная волна распространяется в пределах облака с огромной скоростью, достигающей до тысячи м/с.

Динамика процесса взрывного горения газовой смеси в пределах облака и значения параметров, характеризующих ударную волну за его пределами, зависят от физико-химических свойств смеси, формы и объема облака на момент взрыва а также, от места инициирования взрыва (у центра или края облака).

Второй испытательный стенд

Была произведена процедура, схожая с первым экспериментом, с поправкой на то, что выдержка по времени не производилась.

Третий испытательный стенд

Была произведена процедура, схожая с первым и вторым экспериментом. Для появления турбулизации были установлены преградительные стенды. Выдержка по времени не производилась.

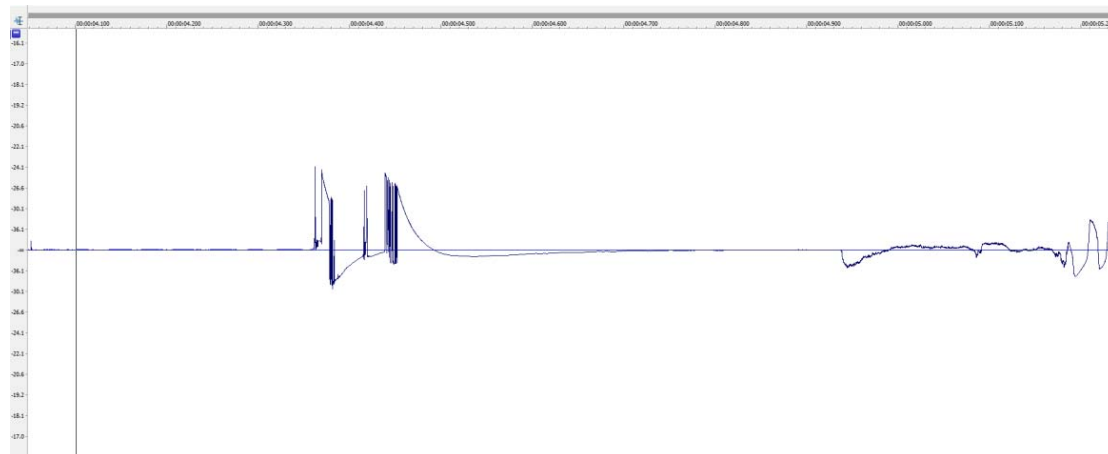


Рис. 1. Характеристика взрыва со звуковых датчиков

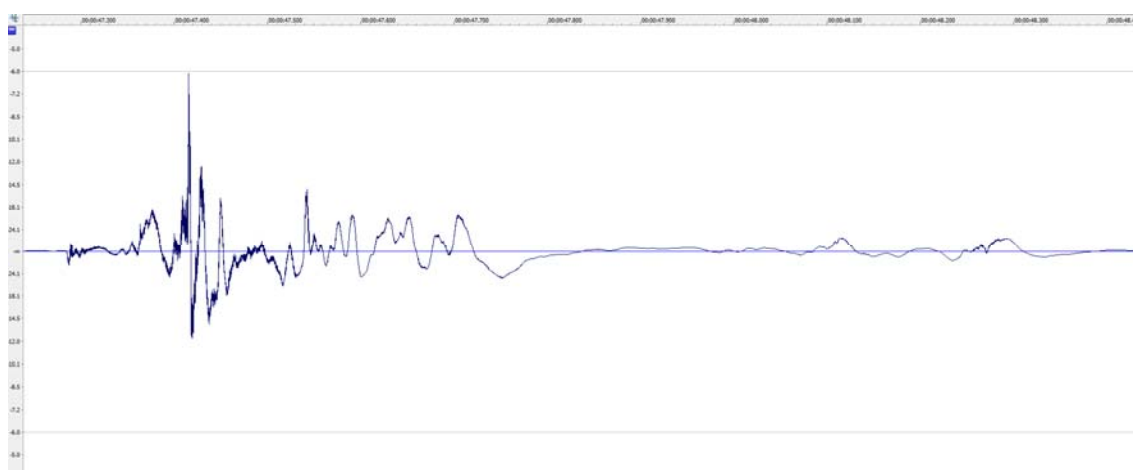


Рис. 2. Характеристика взрыва со звуковых датчиков

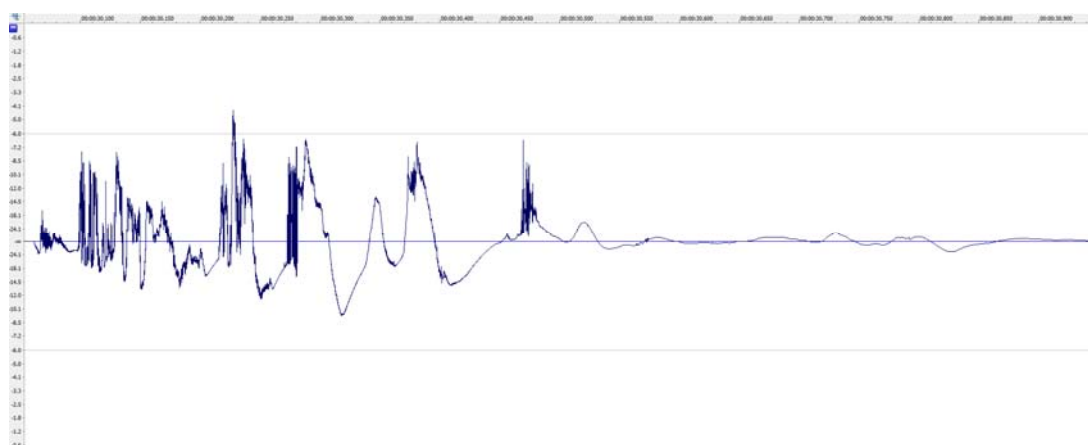


Рис. 3. Характеристика взрыва со звуковых датчиков

Сравнение полученных данных

Как видно из показаний датчиков, динамика взрыва проходила по-разному:

- 1) взрыв и горение происходили выше положения датчиков; распространение мгновенное;
- 2) практически одновременное распространение взрывной волны во всех направлениях;
- 3) турбулизаторы тормозили распространение взрывной волны, вследствие чего процесс наиболее равномерно растянут во времени.

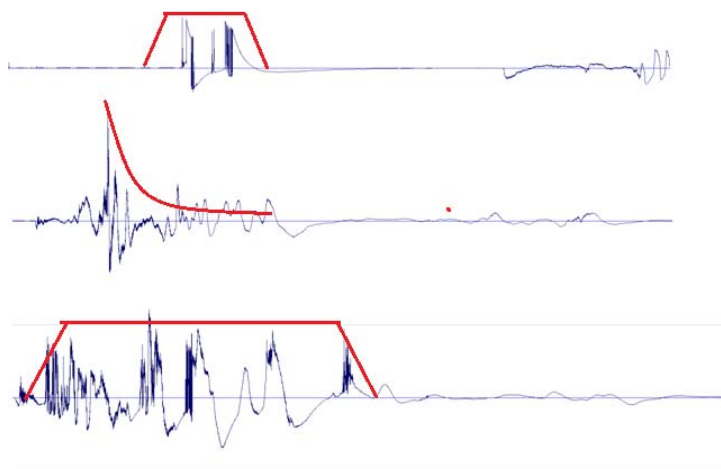


Рис. 4. Характеристика взрыва со звуковых датчиков для стендов

Как видно из данного графика, в случае избыточного давления интенсивность процесса лавинообразно нарастает, а после также быстро падает. В случае наличия турбулизаторов процесс протекает более ровно.

Известно, что ламинарное распространение пламени представляет собой послойное воспламенение горючей смеси, вызванное тем, что тепло и активные промежуточные продукты из горячей зоны поступают в прилегающий слой свежей горючей смеси путем тепло- и массопереноса и создают в этом слое условие воспламенения. В отличие от воспламенения в режиме взрыва горение протекает настолько интенсивно, что происходит скачкообразный рост давления в ограниченном объеме непосредственно в зоне горения и скорость продвижения фронта разрыва давления и температуры в среде может превышать скорость звука. Детонация же представляет собой распространяющийся в пространстве с постоянной скоростью комплекс химической реакции, протекающей в режиме взрыва и вызванной ею мощной ударной волны, которая, в свою очередь, вызывает взрывную реакцию в прилегающем слое свежей смеси. Управление всеми этими широко распространенными процессами, играющими важную роль в различных

областях человеческой деятельности, требует выяснения и учета специфики каждого из этих режимов.

Горение может быть вызвано двумя разными факторами. Одним из них является положительная обратная связь между скоростью реакции и повышением температуры за счет выделившегося тепла. Воспламенение, вызванное этим фактором и называемое тепловым, реализуется, если тепловыделение от химической реакции превалирует над теплоотводом, и при этом с повышением температуры скорость тепловыделения увеличивается больше, чем возрастает скорость теплоотвода [1, с. 12]:

$$q^+ > q^-; \quad (1)$$

$$dq^+ / dT > dq^- / dT. \quad (1)$$

Здесь q^+ – скорость тепловыделения, т.е. количество тепла, выделившегося в единицу времени в единице объема. Эта величина равна произведению теплового эффекта и скорости реакции; q^- – скорость теплоотвода из системы; T – температура.

В традиционной теории теплового горения химический процесс представляют в виде одностадийной реакции, т.е. в виде процесса, в котором продукт получается непосредственно из исходных реагентов [7, с. 39]. Соответственно скорость реакции, например второго кинетического порядка, представляют в виде

$$-d[B]/dt = W = k_0$$

$$[A][B] \exp(-E/RT), \quad (2)$$

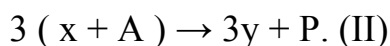
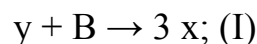
где $[A]$, $[B]$ – концентрации исходных молекулярных реагентов; t – время; k_0 – предэкспоненциальный множитель константы скорости; E – энергия активации.

Обычно принимается первый кинетический порядок реакции. Поскольку концентрации исходных реагентов в ходе одностадийных процессов монотонно падают, то саморазогрев в таких реакциях является единственным фактором, определяющим самоускорение реакций горения. Поэтому тепловая теория объясняет явления горения только с позиций тепловыделения и теплоотвода.

Известно, что с повышением температуры выше определенного критического значения скорость тепловыделения возрастает сильнее, чем скорость теплоотвода, т.е. выше этой температуры реализуется рассмотренное условие теплового воспламенения.

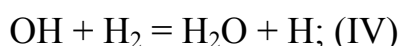
После открытия разветвленно-цепных процессов стал известным также принципиально другой фактор, приводящий к воспламенению. Это лавинообразное размножение активных промежуточных продуктов – ос-

колков молекул, т.е. свободных атомов и радикалов в их многократно повторяющихся реакциях, образующих реакционные цепи [3, с. 26]:

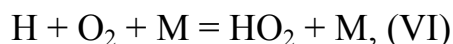


В этой схеме x , y – свободные атомы и радикалы – активные промежуточные частицы, являющиеся носителями цепей; A и B – исходные молекулярные реагенты; P – конечный продукт.

Из этой схемы видно, что вновь образующиеся, чередующиеся активные частицы, реагируя с исходными веществами, начинают новые ветви реакционных цепей и, таким образом, при размножении этих частиц реакционная цепь разветвляется. Примером такого типа процессов является горение водорода. В ходе развития этого процесса периодически чередуются следующие реакции регенерирующихся и размножающихся атомов H , O и радикалов OH [8; с. 44]:



Наряду с регенерацией и размножением активные частицы вступают также в реакции гибели, т.е. реагируют с образованием малоактивных частиц, например рекомбинируют или вступают в такие реакции и реагируют с молекулами определенного типа, в результате которых образуются малоактивные частицы. Примером реакций последнего типа в начальных стадиях горения является образование радикала HO_2 , значительно менее активного в горении водорода, чем атомы H , O и радикал OH :



где M – любая третья частица, отбирающая избыток энергии, выделяющейся при соединении атома H с молекулой O_2 .

Изменению концентрации n активных частиц во времени, вызванному химической реакцией, соответствует уравнение

$$\frac{dn}{dt} = \omega_0 + (f - g)n = \omega_0 + \varphi n. \quad (3)$$

В этом выражении f и g – скорости размножения и гибели активных частиц при единичной их концентрации; ω_0 – скорость образования активных частиц в реакциях только исходных молекулярных реагентов между собой.

Очевидно, что в условиях, при которых скорость размножения атомов и радикалов превалирует над их гибелью, их концентрация возрастает,

причем в геометрической прогрессии. Это видно также из выражения (4), когда реализуется неравенство: $f > g$, (5) величина n прогрессивно (т.е. в геометрической прогрессии) возрастает.

Скорость расходования исходного реагента в разветвленно-цепном процессе (РЦП) равна [9; с. 56]:

$$W = - d [B] / dt = \omega_0 + k_b n [B], \quad (4)$$

где t – время; n и $[B]$ – концентрация НЦ и исходного реагента соответственно; ω_0 – скорость зарождения цепей, т.е. образования НЦ в реакциях только исходных молекул; k_b – эффективная константа скорости лимитирующей стадии процесса.

Очевидно, что с прогрессивным размножением атомов и радикалов, реагирующих с исходными молекулярными реагентами, прогрессивно возрастает также скорость расходования этих исходных веществ [2, с. 37]. Это следует также из выражения (4): при прогрессирующем увеличении n концентрации активных частиц также прогрессивно возрастает скорость процесса W .

Определяющая роль цепной лавины в горении и взрыве газов

В широкоизвестной монографии утверждается: «Разветвленные цепные реакции не так уж часто встречаются; к тому же при температурах горения выше 10 000 °С, которые существуют даже в пламенах разбавленных водородкислородных смесей, тепловое самоускорение реакции значительно превышает ускорение, связанное с развитием разветвленных цепей. В так называемых горячих пламенах, с которыми обычно приходится иметь дело на практике, самоускорение происходит тепловым, а не цепным путем» [5, с. 52].

В большой серии наших экспериментальных и теоретических исследований вопреки сложившимся представлениям было установлено, что разветвленно-цепной характер реакции в процессах горения большинства газов является определяющим не только при крайне низких давлениях, но также при любых более высоких давлениях, важных для практики. Было показано также, что цепная лавина является определяющим фактором также в процессах взрыва и детонации. В определенных условиях одновременно с цепной лавиной прогрессирующей характер приобретает саморазогрев, тогда процесс протекает при одновременной реализации двух лавинных процессов: прогрессирующего размножения активных частиц и лавинообразного накопления тепловой энергии в системе. Это тепловой взрыв, но с разветвленно-цепным механизмом.

Список литературы

1. Баратов А.Н., Пчелинцев В.А. Пожарная безопасность. – М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 1997. – 171 с.
2. Вильямс Ф. Теория горения. – М.: Наука, 1971. – 615 с. (Williams F. Combustion Theory. University of California, 1964).
3. Зельдович Я.Б., Баренблат Г.И., Либрович В.Б., Махвиладзе Г.М. Математическая теория горения. – М.: Наука, 1980. – 478 с.
4. Семенов Н.Н. Цепные реакции. – Л.: Госхимтехиздат, 1934. – 555 с.
5. Семенов Н.Н. Развитие теории цепных реакций и теплового воспламенения. – М.: Знание, 1969. – 95 с.
6. Льюис Б., Эльбе Г. Горение, взрывы и пламя в газах. – М.: Мир, 1968. – 604 с.
7. Азатян В.В., Мержанов А.Г. Разветвленно-цепная природа горения водорода при атмосферном давлении // Химическая физика. – 2008. – Т. 27. – № 11. – С.93–96.
8. Невозможность теплового взрыва гремучей смеси без цепной лавины / В.В. Азатян, Д.И. Бакланов, И.А. Болодьян [и др.] // Кинетика и катализ. – 2009. – Т. 50. – № 2.- С. 176–181.
9. Ингибирование различных режимов горения водорода в воздухе пропиленом и изопропиловым спиртом / В.В. Азатян, А.А. Борисов, А.Г. Мержанов [и др.] // Физика горения и взрыва. – 2005. – Т. 41. – № 1. – С. 3–14.

УДК 614.84

Анализ обгоревших ковровых покрытий при проведении пожарно-технических экспертиз

Д.С. Буданов*

*Научный руководитель канд. техн. наук М.В. Елфимова
ФГБОУ ВПО «Сибирская пожарно-спасательная академия –
филиал Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России»*

Актуальность работы обусловлена широким использованием ковровых покрытий, простотой их укладки, разнообразием цветовых гамм, а также хорошими теплоизоляционными свойствами. Интерес пожарной охраны к данным ковровым покрытиям связан с тем, что они могут использоваться в качестве объектов исследования, а также при установлении очага пожара (путем определения их термического поражения) и при опреде-

* © Буданов Д.С., 2014.

лении наличия ЛВЖ и ГЖ (выступающих в качестве составляющего продуктов горения).

Целью данной работы является исследование экстрактивных компонентов обгоревших ковровых покрытий. Для достижения данной цели необходимо решить ряд следующих задач: рассмотреть характеристики, состав и классификацию ковровых изделий; провести анализ пожарной опасности; провести флуоресцентный анализ экстрактивных компонентов ковровых покрытий.

Для ковровых покрытий пожарная опасность оценивается по ряду параметров: распространение пламени, воспламеняемость, токсичность, дымообразующая способность. А также пожарная опасность определяется свойствами материалов, применяемых для их изготовления, и высотой ворса. Наиболее пожароопасные ковровые покрытия из полипропиленовых волокон: они легко воспламеняются, интенсивно горят, выделяя значительное количество дыма, а наименее пожароопасные шерстяные ковровые покрытия – они отличаются пониженной воспламеняемостью и горючестью [1, 2, 3].

В качестве объектов исследования были выбраны шесть образцов ковровых покрытий, которые отличаются друг от друга по сырьевому составу, по характеру формирования, по композиционному построению, по отделке, по характеру закрепления и высотой ворсовых пучков. (Образец №1. Ковровое покрытие на вспененной основе. Ворс полипропилен. Лицевая сторона бежевая, тыльная розовая, длина ворса 4 мм.; Образец №2. Ковровое покрытие на клеевой основе. Ворс полипропилен. Лицевая сторона серо-синяя, на тыльной нанесена клеевая основа в виде решетки, длина ворса 2 мм.; Образец №3. Ковровое покрытие на основе искусственного войлока. Ворс полипропилен. Лицевая сторона коричневая с оттенками светлых и темных тонов в виде дуг, тыльная белая, длина ворса 3 мм.; Образец №4. Ковровое покрытие на тканой основе. Ворс полипропилен. Лицевая сторона красного цвета с рисунком, тыльная выполнена из нити красного и белого цвета в виде решетки, ворс длиной 6 мм.; Образец №5. Ковровое покрытие на прорезиненной основе. Ворс нейлон (полиамид). Лицевая сторона выполнена в виде чередующихся горизонтальных полос красного и черного цвета. Тыльная выполнена на прорезиненной основе черного цвета, длина ворса 2 мм.; Образец №6. Ковровое покрытие на основе войлока. Ворс нейлон. Лицевая сторона светло – коричневого цвета, с темными ставками. Тыльная светло-коричневого цвета, длина ворса 2 мм) [4, 5, 6].

Данные образцы подвергались термическому воздействию при температурах от 200 до 500 градусов.

После термического воздействия образцы были измельчены и помещены в стеклянную колбу и залиты гексаном (ОСЧ). Процесс экстракции

проходил в течение суток при комнатной температуре. Полученный гексановый экстракт помещался в кювету, заполненную на $\frac{3}{4}$ гексаном, и перемешивался (перед проведением исследования, прибор «ФЛЮОРАТ-02-ПАНАРАМА» прогревали в течение 10-20 минут без кюветы в кюветном отделении) [7].

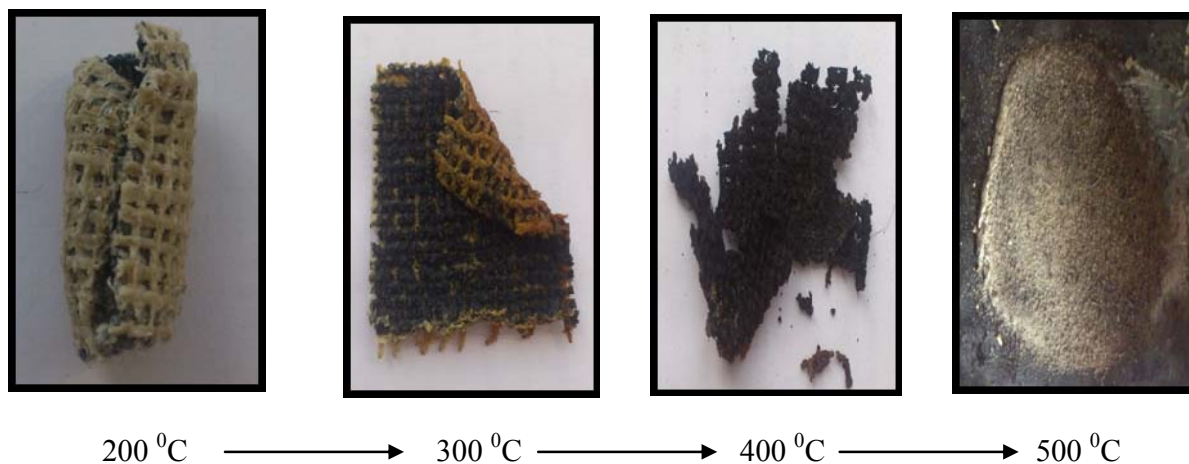


Рис. 1. Результат термического воздействия при температурах: 200°C, 300°C, 400°C, 500°C; объект №2

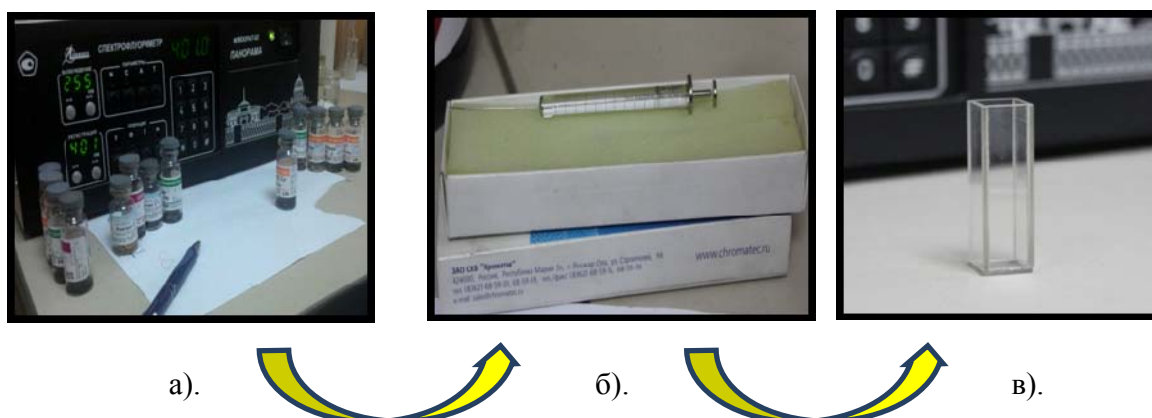


Рис. 2. Проведение исследования: а) прибор «ФЛЮОРАТ-02-ПАНАРАМА»; б) микрошприц объемом 1 мкл; в) кювета

В результате исследования получаем графики спектров флуоресценции, которые представлены на рис. 3.

Исходя из графика можно сделать вывод о том, что спектры флуоресценции зависят от химического состава ковровых изделий. При температуре 300°C экстракты ковровых покрытий в спектре флуоресценции проб имеют ряд максимумов: 330-340 нм (это свидетельствует о наличии бициклических и трициклических ароматических углеводородов, данная комбинация наблюдается у ковровых покрытий на основе искусственного войлока (объект № 3).

В результате исследования все ковровые покрытия при температурах от 200-500°C имеют ярко выраженный ряд максимумов в областях 300-330 нм, что свидетельствует о наличии бициклических ароматических углеводородов (данная комбинация характерна для флуоресценции дизельных топлив, нефтяных сольвент). При повышении температуры наблюдается увеличение «плеча» для образцов: №№ 1 и 2 в областях 340-370 нм (это свидетельствует о наличии ароматических углеводородов (ТАУ)), а для образцов № 3,4,5,6 в областях 300-330 нм (это свидетельствует о наличии бициклических ароматических углеводородов (БАУ)).

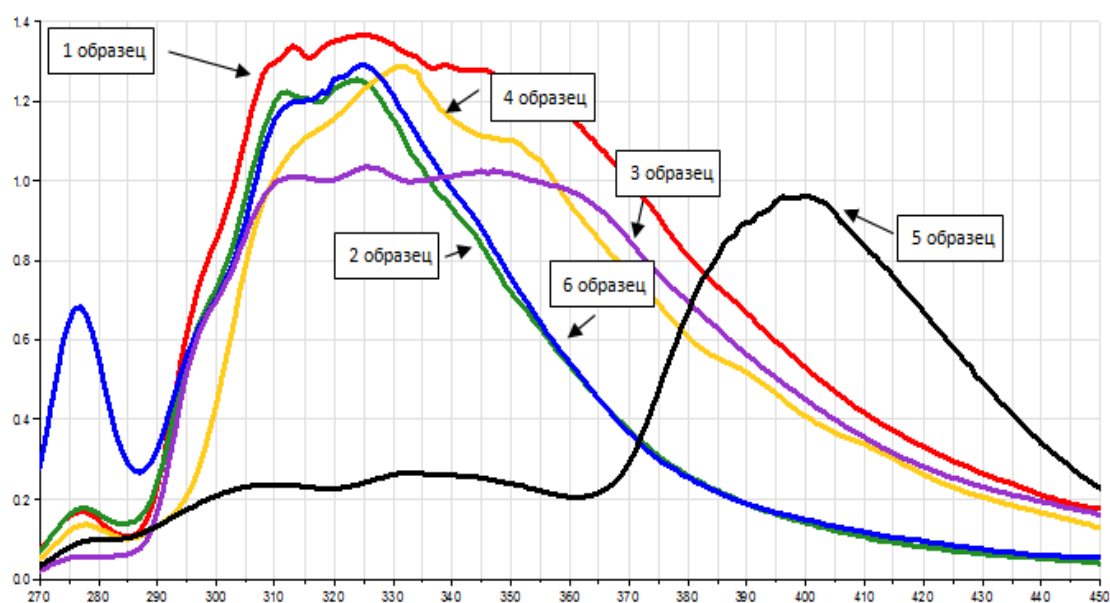


Рис. 3. Сводный график спектров флуоресценции образцов при температуре 300 °C

В работе проведены исследования, результат которых возможно использовать при проведении пожарно-технических экспертиз, при определении степени термического поражения, а также при обнаружении и идентификации следов нефтепродуктов, выступающих в качестве составляющего продуктов горения.

Список литературы

1. Федеральный закон «О пожарной безопасности» (с изменениями на 25 ноября 2009 года), (редакция, действующая с 1 января 2010 года).
2. Федеральный закон "О государственной судебно-экспертной деятельности в Российской Федерации" от 31 мая 2001 г. № 73-ФЗ.
3. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
4. ГОСТ 12.1.044.89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

5. Тарасевич Б.Н. ИК спектры основных классов органических соединений. – М.: Справочные материалы, 2012.

6. Шепелев А.Ф. Товароведение и экспертиза текстильных товаров. – М.: 2004. – 299 с.

7. Чешко И.Д. Технические основы расследования пожаров. – М.: 2002. – 213 с.

УДК 629.7.02

Термоэнергетический способ увеличения подъемной силы крыла летательного аппарата противопожарной и геологоразведочной авиации

**М.А. Ловейко, П.С. Сорокин,
Д.А. Шарипов, Б.Б. Алтымышев***

*Научные руководители д-р техн. наук Н.Н. Довженко,
канд. техн. наук А.Н. Минкин, канд. техн. наук А.В. Бражников
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Тушение пожаров (в частности лесных) и проведение спасательных работ и работ по разведке полезных ископаемых (нефти, природного газа и т.д.) зачастую осуществляются в труднодоступных местах со сложным рельефом земной поверхности. В этой связи к числу основных требований, предъявляемых к летательным аппаратам МЧС и геологоразведочной авиации, относится возможность использования минимальных по протяженности ровных участков земной поверхности в качестве взлетно-посадочных полос, необходимых для взлета и посадки летательного аппарата (например, самолета).

Решение этой проблемы возможно за счет максимального увеличения подъемной силы крыла летательного аппарата [1-4]. Для достижения этой цели предлагается установить внутри крыла летательного аппарата источник теплового излучения, примыкающий непосредственно к нижней поверхности крыла и отделенный от верхней поверхности крыла термоэкраном, выполненным из материала, обладающего теплоизоляционными свойствами.

При обтекании воздухом крыла, имеющего симметричный профиль, к нижней поверхности которого примыкает источник теплового излучения, размещенный внутри крыла и отделенный от верхней поверхности крыла термоэкраном, полная удельная энергия потока воздуха, обтекающего

* © Ловейко М.А., Сорокин П.С., Шарипов Д.А., Алтымышев Б.Б., 2014.

крыло снизу, вследствие его нагрева будет больше полной удельной энергии потока воздуха, обтекающего крыло сверху, т. е.

$$e_1 < e_2, \quad (1)$$

где $e_1 = E_1 / m$; $e_2 = E_2 / m$; E_1 и e_1 – соответственно полная и полная удельная энергия элементарного потока воздуха, обтекающего крыло сверху; E_2 и e_2 – соответственно полная и полная удельная энергия элементарного потока воздуха, обтекающего крыло снизу; m – масса элементарных потоков воздуха, обтекающих крыло сверху или снизу. Под элементарным потоком подразумевается плоский поток, вертикальный размер и площадь живого сечения которого стремятся к нулю [5].

Неравенство (1) следует из известного соотношения [6]:

$$\begin{cases} E_1 \approx k_{ET} \cdot T_1; \\ E_2 \approx k_{ET} \cdot T_2, \end{cases} \quad (2)$$

где k_{ET} – коэффициент пропорциональности, T_1 – абсолютная температура (по шкале Кельвина) потока воздуха, обтекающего крыло сверху; T_2 – абсолютная температура (по шкале Кельвина) потока воздуха, обтекающего крыло снизу. Из (2) следует, что

$$\begin{cases} e_1 = E_1 / m \approx k \cdot T_1; \\ e_2 = E_2 / m \approx k \cdot T_2. \end{cases} \quad (3)$$

где

$$k = k_{ET} / m. \quad (4)$$

В соответствии с [7]

$$k_{ET} = \frac{i}{2} \nu R; \quad (5)$$

где i – количество степеней свободы (для одноатомного газа $i = 3$; для двухатомного газа $i = 5$ (движение вдоль осей координат Ox , Oy и Oz , а плюс к этому – вращение вокруг двух осей координат); и т.д.); ν – количество вещества (в молях); $\nu = m / M$; m – масса элементарного потока воздуха, обтекающего крыло сверху или снизу; M – молярная масса воздуха; $M = 0,029$ кг/моль; R – универсальная газовая постоянная; $R = 8,314$ Дж/(моль · К).

С учетом (5) выражение для k принимает вид

$$k = \frac{i}{2} \cdot \frac{R}{M}. \quad (6)$$

При $i = 4$ (для равномерной смеси одно- и двухатомного газов, которая лучше всего соответствует реальному воздуху) величина k принимает значение в системе измерений СИ:

$$k = \frac{4}{2} \cdot \frac{8,314}{0,029} \approx 573,379 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}. \quad (7)$$

С другой стороны [5], в общем случае

$$e_1 = \frac{u_1^2}{2} + \frac{p_1}{\rho_1} + gz_1; \quad (8)$$

$$e_2 = \frac{u_2^2}{2} + \frac{p_2}{\rho_2} + gz_2, \quad (9)$$

где u_1 и u_2 – скорости обтекания крыла потоками воздуха непосредственно над и под крылом соответственно; p_1 и p_2 – значения давления непосредственно над и под крылом соответственно; ρ_1 и ρ_2 – значения плотности воздуха непосредственно над и под крылом соответственно; z_1 и z_2 – геометрические высоты верхней и нижней точек крыла соответственно относительно плоскости сравнения потенциальной энергии.

При симметричном профиле крыла и угле атаки крыла, равном нулю,

$$u_1 = u_2. \quad (10)$$

В качестве плоскости сравнения потенциальной энергии, от которой отсчитываются величины z_1 и z_2 , всегда может быть выбрана горизонтальная плоскость, удаленная от крыла так, что будет выполняться неравенство

$$C \ll \frac{z_1 + z_2}{2}, \quad (11)$$

где C – абсолютная толщина профиля крыла, т.е. максимальное расстояние от верхней до нижней поверхности профиля крыла в сечении, перпендикулярном хорде крыла,

$$C = z_1 - z_2. \quad (12)$$

В этом случае можно считать, что

$$z_1 \approx z_2. \quad (13)$$

Тогда неравенство (1) с учетом (5)-(10) и (13) принимает вид

$$\frac{p_1}{\rho_1} < \frac{p_2}{\rho_2}. \quad (14)$$

Поскольку в реальных ситуациях скорость обтекания крыла воздухом имеет большие значения, то за время обтекания воздухом крыла воздух, находящийся под крылом, практически не успевает передать свою энергию, полученную от источника теплового излучения, примыкающим к нему более холодным соседним массивам воздуха. Поэтому процессы, протекающие в воздухе под крылом, можно рассматривать как адиабатические (т.е. изоэнтروпийные).

Кроме того, вследствие упомянутой выше скоротечности процессов, происходящих под крылом, эти процессы можно рассматривать не только как адиабатические (изоэнтропийные), но и как изохорные, т.е. в течение этих процессов плотность воздуха практически не успевает измениться за время обтекания воздухом нижней поверхности крыла, т.е. можно считать, что

$$\rho_1 \approx \rho_2 = \rho, \quad (15)$$

где (при так называемых нормальных условиях, когда температура равна 273 K (т.е. 0° C) и атмосферном давлении $101\,325 \text{ Па}$)

$$\rho \approx 1,3 \text{ кг/м}^3. \quad (16)$$

Вследствие равенства (15)

$$k \approx \text{const}. \quad (17)$$

Из (14) и (15) с учетом (2) и (3) следует, что при нагреве потока воздуха, обтекающего крыло снизу,

$$p_1 < p_2, \quad (18)$$

что приводит к увеличению подъемной силы на величину

$$\Delta F = (p_1 - p_2) \cdot S/2, \quad (19)$$

или с учетом (2)-(10) и (13):

$$\Delta F \approx k \cdot \rho \cdot \Delta T \cdot S/2 \propto \Delta T, \quad (20)$$

где $\Delta T = T_1 - T_2$, T_1 и T_2 – значения температуры воздуха непосредственно над и под крылом соответственно, S – общая площадь поверхности крыла, равная сумме площадей нижней и верхней поверхностей крыла, \propto – знак пропорциональности.

При этом результирующая подъемная сила, действующая на крыло, определяется по формуле

$$F = F_0 + \Delta F \approx F_0 + k \cdot \rho \cdot \Delta T \cdot S / 2, \quad (21)$$

где F_0 – подъемная сила, порожденная ненулевым углом атаки крыла.

В соответствии с (7) и (16) произведение $k \cdot \rho$, показывающее, насколько увеличивается подъемная сила крыла при общей площади S крыла, равной 2 м^2 , и обеспечении разности температур ΔT непосредственно над и под крылом, равной 1 К , численно равно значению

$$k \cdot \rho \approx 745,393 \frac{\text{Дж}}{\text{К} \cdot \text{м}^3}. \quad (22)$$

Изложенная сущность поясняется графически на рис. 1, где 1 – верхняя поверхность крыла, 2 – нижняя поверхность крыла, 3 – источник теплового излучения, 4 – термоэкран.

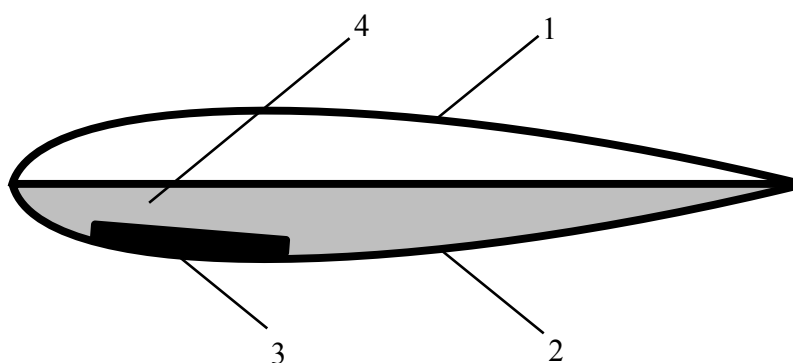


Рис. 1. Принципиальная конструкция крыла летательного аппарата противопожарной и геологоразведочной авиации, основанная на термоэнергетическом способе увеличения подъемной силы

Устройство работает следующим образом: при обтекании верхней 1 и нижней 2 поверхностей крыла симметричного профиля поток воздуха, обтекающий крыло снизу, получает дополнительную энергию в результате его нагрева от источника теплового излучения 3. Термоэкран 4 осуществляет тепловую изоляцию верхней поверхности 1 крыла от источника теплового излучения 3, в результате чего обеспечивается разность температур потоков воздуха, обтекающих крыло сверху и снизу. Следствием этой разности температур является то, что давление воздуха под крылом становится больше давления воздуха над крылом. Эта разность давлений, порожденная разностью температур воздуха над и под крылом, приводит к увеличению подъемной силы, действующей на крыло, на величину, определяющуюся по формуле (20).

Предложенный в данной статье способ увеличения подъемной силы может быть использован применительно к конструкциям как крыльев самолетов, так и лопастей винтов вертолетов и ветроколес [2], а кроме того, к конструкциям рулей высоты подводных аппаратов (подводных лодок и прочего). В последнем случае эффективность предлагаемого способа будет выше (чем в случае самолетов и вертолетов) вследствие много меньшей скорости обтекания плоскости соответствующего конструктивного элемента водой (чем в случае воздуха), а также из-за того, что плотность реальной капельной жидкости (например, воды в жидком агрегатном состоянии) намного меньше зависит от ее температуры, чем плотность того же вещества в газообразном агрегатном состоянии.

Кроме того, при реализации предлагаемого способа увеличения подъемной силы предлагается использовать не отдельные (независимые) источники тепла, а утилизировать (использовать) тепловое излучение корпусов двигателей и других конструктивных элементов соответствующих аппаратов (самолетов, вертолетов, ветрогенераторов или подводных аппаратов), а для простой, дешевой и высокоэффективной передачи тепла к соответствующим частям крыльев и лопастей использовать тепловые трубы [8].

Технико-экономическая эффективность предлагаемого устройства заключается в расширении области земной поверхности, доступной для тушения пожаров и аэрогеологоразведки полезных ископаемых, с точки зрения рельефно-ландшафтных особенностей этой поверхности из-за возможности использования меньших по протяженности ровных ее участков в качестве взлетно-посадочных полос, необходимых для взлета и посадки летательного аппарата (например, самолета), предназначенного для проведения названной аэрогеологоразведки или тушения пожаров в труднодоступных местах.

Список литературы

1. Бражников А.В. Дифференциально-энергетический принцип создания подъемной силы // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 6. – С. 30.
2. Бражников А.В. Термоэнергетический способ увеличения подъемной силы крыла летательного аппарата или лопасти ветроколеса // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 6. – С. 31.
3. Бражников А.В., Бражникова Е.С., Бондаренко Р.В., Урчуков А.А., Завитаев В.Н., Голубев И.Ю. Крыло летательного аппарата для аэрогеологоразведки. Патент РФ № RU 130949 U1. Заявл. 18.02.2013; опубл. 10.08.2013.
4. Шарипов Д.А., Алтымышев Б.Б., Ловейко М.А., Довженко Н.Н., Минкин А.Н., Бражников А.В. Крыло летательного аппарата противопо-

жарной и геологоразведочной авиации // Молодежь и наука–2014: сб. материалов X юбилейной Всеросс. НТК с междунар. участием, посв. 80-летию образ. Краснояр. края. – Красноярск, СФУ, 2014.

5. Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н. Гидравлика и гидропривод. – М.: Недра, 1991. – 331 с.

6. Яворский Б.М., Детлаф А.А. Справочник по физике. – М.: Наука, 1980, 512 с.

7. http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%BD%D1%83%D1%82%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F%D1%8F_%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D1%8F, дата обращения 27.04.2014 г.

8. Политехнический словарь / под ред. А.Ю. Ишлинского. – М.: Советская энциклопедия, 1989. – 656 с.

НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

УДК 67.05

Роботизированные комплексы с интеллектуальными системами управления

В.В. Горячий*

Научный руководитель канд. техн. наук В.В. Бухтояров

Формирование системы интеллектуального управления основано на взаимодействии человека и машины. Химическое производство, металлургия, нефтяная и газовая добыча неразрывно связаны с обеспечением безопасности и принятия решений в процессе выполнения операций, и требования к роботизации процессов обслуживания значительно отличаются от классических роботизированных конвейеров, роботов обслуживания и роботов строителей. В основе управления интеллектуальными роботами – помощниками должно лежать решение оператора, управляющего машиной. В отличие от механических манипуляторов с ручным управлением задание функции или движения управлением должно определять направление движения инструмента по нескольким контрольным точкам на инструменте. Перемещаясь в пространстве относительно базы по оси X; Y; Z, контрольные точки создают траекторию движения, заданную оператором, в выполнении этой операции может участвовать несколько исполнительных механизмов одновременно, что не всегда возможно в ручном режиме управления. Программное перемещение по направлению, заданному оператором, от одной точки к другой дискретно, с последующей коррекцией своего положения в пространстве создаёт общую траекторию движения контрольных точек. Интеллектуальность процесса управления заключается в совмещении ограничений или наложений собственной информационной базы и задачи, поставленной оператором. Наложение задач и программ памяти позволяет создать новую функцию перемещения, оптимальную для выполнения данной операции и создания новой траектории движения инструмента, отвечающую безопасности и эффективности выполнения задания.

* © Горячий В.В., 2014.

Например, оператор, перемещаясь на базовой машине вдоль объекта обслуживания, даёт команду на выполнение операции (открытия задвижек). Но в связи с перемещением базовой машины в пространстве информация может быть не корректна. Получив задание, процессор сравнивает его со сканом и 3D моделью объекта определяет базовые, привязочные точки, выполняет команду с учётом корректировок по конструктивным особенностям и вводным ограничениям для данного объекта.

Конструктивными особенностями могут стать различные выступы, сложные углубления или изменение положения время выполнения операции (движение конвейера).

Ограничениями являются заранее введённые параметры, например усилия откручивания, давления на поверхность в зависимости от объекта, проход инструмента с зазором для обеспечения безопасности работы с объектом (обход стеклянного сосуда с химическим веществом) и другие.

Оператор, задав начало и конец операции, после завершения может ввести корректирующие данные (проход инструмента ниже на величину 20 мм) и в случае удовлетворительного выполнения операции ввести её в память и в последующем повторять её при включении памяти при любых положениях базовой машины в рамках рабочей доступности к объекту.

Примером возможной работы манипулятора с участием оператора может служить экскаватор, оснащённый интеллектуальной системой копания. Экскаватор – манипулятор по заданию оператора выполняет забой по программе предварительно подготовленных траекторий экскавации с последующим копанием траншеи, заданной оператором по направлению и параметрам. Величину подачи за один цикл программа управления манипулятором определяет по сопротивлению копанию, но при этом слежение за кабельными магистралями, трубопроводами вводит ограничения процесса копания вблизи объектов под землёй, эффективно сохраняя коммуникации. Сам оператор может находиться вне кабины экскаватора и управлять процессами копания выносным пультом.

При создании интеллектуальных систем управления классическими системами привода электрические и гидравлические передачи энергоносителя не отвечают требованиям передачи дискретной вариации мощности в различные периоды цикла выполнения рабочих операций. В связи с этим для создания интеллектуальных систем управления необходима разработка другой – альтернативной трансмиссии привода манипулятора.

В основе предлагаемой системы должна быть положена однопроводная тупиковая система гидропривода с аккумуляторной накачкой замкнутого типа. Индивидуальное распределение энергоносителя с пропорциональным регулированием непосредственно на исполнительном инструменте позволяет не только оперативно выполнять заданные функции управления, но и обеспечивать точность исполнительных движений. Новизной

данной системы является экономичность, связанная с использованием аккумуляторных систем с различными способами накачки. Преимущество однопроводной системы гидропривода тупикового типа в возможности подключения в систему привода разных потребителей по мощности и по производительности, рациональное использование рабочего энергоносителя обеспечивает систему повышенным *к.п.д.* и компактностью.

Перспективы развития интеллектуальных систем позволят изменить систему силовых манипуляторов различного назначения, а замкнутый контур привода обеспечит работоспособность системы не только под водой, но и в агрессивных средах, включая безвоздушное пространство. Большую роль интеллектуальные роботы могут играть при ликвидации ЧС. Так при разрушениях, последствиях селей, техногенных авариях, пожарах специальные роботы большой мощности могут находиться непосредственно в очаге, защищая пострадавших и оказывая помощь.

УДК 62-233.3/9

Редукторы нового поколения

И.Р. Усманов, А.В. Власов*

*Научный руководитель канд. техн. наук А.К. Данилов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Существуют различные конструкции редукторов приводных систем. Механические системы преобразования крутящего момента ограничены конструктивными параметрами, связанными с прочностью и кинематическим решением передач. Оптимизация элементов редукторов ведёт к незначительному уменьшению габаритов, увеличению параметров надёжности, но при этом кинематическое решение ограничивает наращивание выходных характеристик без изменения внешних параметров – веса и габаритов.

Разработка новых механизмов исполнительных рабочих органов в нефтяной, горной промышленности и на транспорте требует компактных технических решений, обеспечивающих значительные кинематические преобразования при передаче больших мощностей.

Классические планетарные редукторы, особенно двухрядные и более, имеют большой конструктивный недостаток – длинную размерную линию сопряжения деталей, отклонение которой во время сборки либо в процессе износа ведёт к разрушению передачи. Кроме того, увеличение передаточного числа редуктора приводит к уменьшению модуля венца,

* © Усманов И.Р., Власов А.В., 2014

что, соответственно, приводит к нарастанию габаритных и массовых параметров.

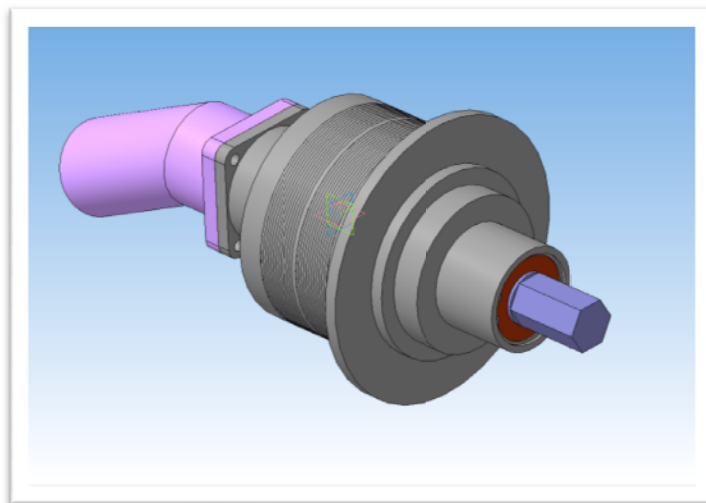


Рис. 1. Общий вид редуктора с 1 гидромотором

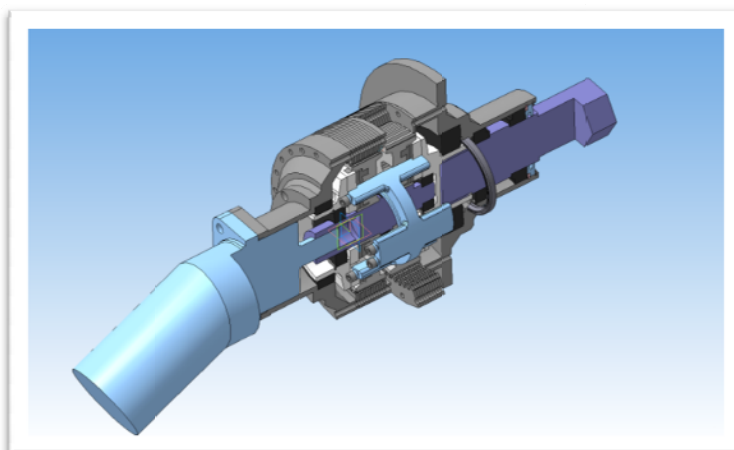


Рис. 2. Общий вид редуктора в разрезе

Волновые передачи связаны с эластичными оболочками, технологически сложны в изготовлении и имеют ограничения по передаче крутящих моментов. Использование этих передач возможно только при сравнительно невысокой угловой скорости вала генератора. Обладают высокой напряженностью основных элементов гибкого колеса и генератора волн, а также пониженной крутильной жесткостью.

Другие конструкции – с цевочным зацеплением, круговым зацеплением и т.д. отличаются сложностью изготовления и ограничением передачи крутящего момента, связанного с компенсацией реактивной силы колебательного движения.

Исследования внутреннего зацепления на основе эксцентриковой передачи показали ряд преимуществ перед аналогичными конструкциями редукторов. Разработка уравновешенной конструкции эксцентриковых пе-

редач и система реактивной стабилизации позволяют получить одноступенчатый редуктор с передаточным отношением от 25 до 200 и возможной передачей крутящего момента до 200 кН•м.

Размерные ряды сопряжений деталей редуктора самые короткие из всех известных конструкций, что дает возможность не только уменьшить зазоры при установке зацепления, но и значительно увеличить надёжность конструкции. Соосная конструкция привода очень удобно компоуется на приводах вращения бурового инструмента и привода вращения мотор-колёс – транспортных систем.

Но реализация разработки эксцентрикового привода сопряжена с решением ряда технических задач. В первую очередь увеличение передаточного числа на одной паре приведёт к уменьшению модуля, варьирование шириной потребует новых решений контактных задач, требующих иных технических решений. В этом случае возможно рассмотрение проекта цевочного зацепления как основного передающего элемента. Значительное уменьшение габаритных размеров редуктора эксцентрикового типа в 2-3 раза по сравнению с другими кинематическими аналогами также потребует принципиально новых решений в опорных подшипниках и парах трения.

На данный момент разработано два вида эксцентриковых редукторов: с одним гидромотором 310.112 (рис. 1 и 2) и с двумя (рис. 3).

Использование новой технологии позволит модернизировать привод бурового оборудования глубокого бурения. К тому же такие редукторы могут применяться при производстве различной строительной техники, мотор-колес для транспортных систем, грузовых лебедок.

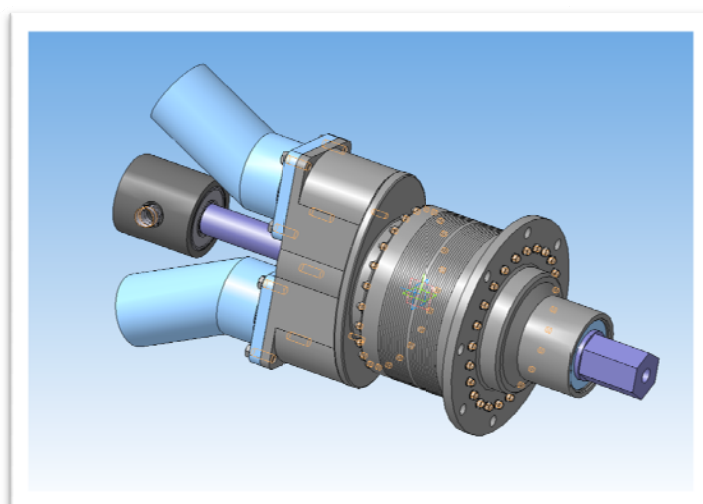


Рис. 3. Общий вид редуктора с двумя гидромоторами

Основными заказчиками будущих приводов будут транспортные системы для оснащения буровых установок различного назначения, строи-

тельные компании, предприятия, выпускающие машиностроительную продукцию.

УДК 622.23.05

Создание технологий ударно-вращательного бурения на основе избирательной передачи энергии удара

П.Э. Ершов*

*Научный руководитель канд. техн. наук А.К. Данилов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

В настоящее время изготовлен и испытан экспериментальный образец буровой машины НВБГО30 (рис. 1), позволяющий устанавливать несколько типов рабочего оборудования. Технические параметры машины воспроизводят увеличенные силовые характеристики и устанавливают дополнительные виды технологических комплексов. Одна из них – технология ударно-вращательного бурения на основе избирательной передачи энергии удара.



Рис. 1. Универсальная буровая машина НВБГО30

* © Ершов П.Э., 2014.

Современные технологии ударно-вращательного бурения основаны на использовании бойка и долота в качестве рабочего инструмента (рис. 2). Основным недостатком использования ударного долота в качестве рабочего инструмента является применение транспортирующей среды разрабатанного шлама. В этой связи возникают дополнительные механизмы: компрессоры и помпы большой мощности для подачи промывочной жидкости или воздуха. Кроме того, одним из основных недостатков использования ударных долот является ограниченная область использования при разработке хрупких и прочных пород, наличие пластичных прослоек приводит к абсолютной неработоспособности инструмента.

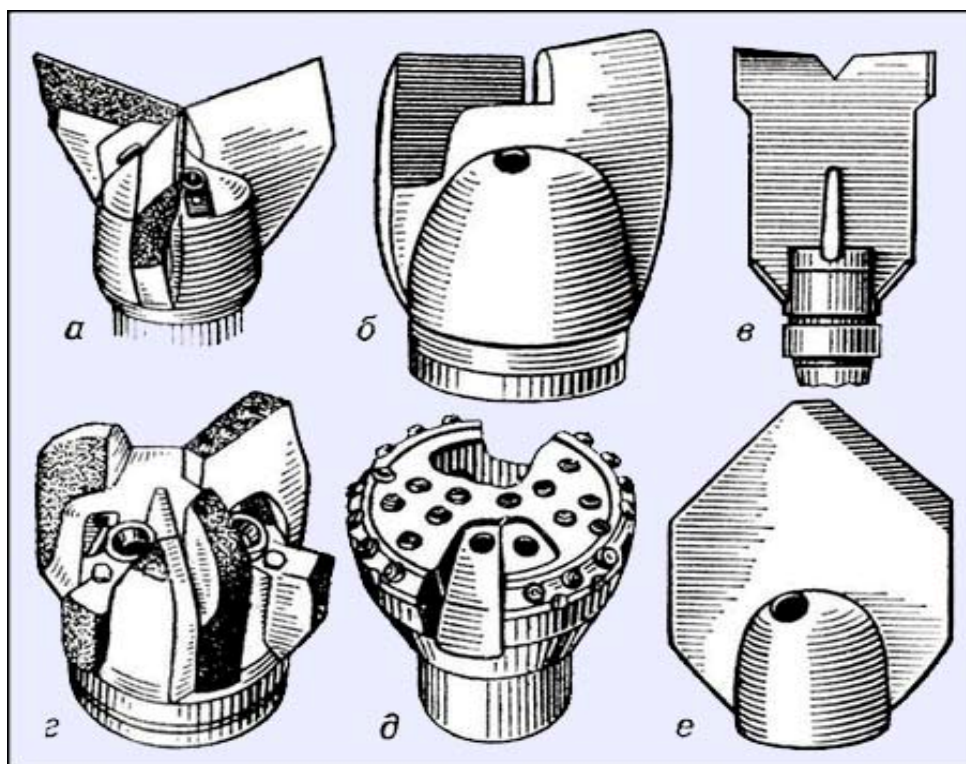


Рис. 2. Лопастные долота: а – трёхлопастное; б – двухлопастное; в – типа «РХ»; г – истирающе-режущие типа «ИР»; д – фрезерное типа «ФР»; е – пикообразное

В связи с вышеизложенным целью данной работы является создание технологий ударно-вращательного бурения на основе избирательной передачи энергии удара.

В основе теории разрушения прочных пород лежит предельное состояние массива, на которое действует осевая контактная нагрузка. В результате действия силы происходит откалывание чешуек вокруг приложения осевой нагрузки. Доказано, что величина давления элементарного стержня на породу 7-8-й крепости, по таблице Прото-Дьяконова, составляет 1000-1100 кг. Данное предельное состояние можно воспроизвести как статической нагрузкой, которая характерна для шорошечных долот, так и динамической, характерной для долот ударно-вращательного действия (рис. 3).

Известные конструкции вращательного бурения, основанные на резании и шнековом транспортировании разработанного грунта, не требуют вспомогательных механизмов, обеспечивающих подачу транспортирующей среды в виде воздуха и промывочной жидкости. Существующие механизмы передачи энергии неэффективны или громоздки, особенно этот недостаток связан со стеснёнными условиями буровой скважины.

В основе теории избирательной передачи энергии удара лежит воспроизведение касательного удара относительно оси вращения бурового инструмента. Воспроизведение такого усилия позволит не только уменьшить энергоёмкость процесса за счёт скалывания большей величины единичных чешуек, но и улучшить транспортировку разработанного шлама в отсутствие транспортирующей среды при помощи шнекового транспорта.

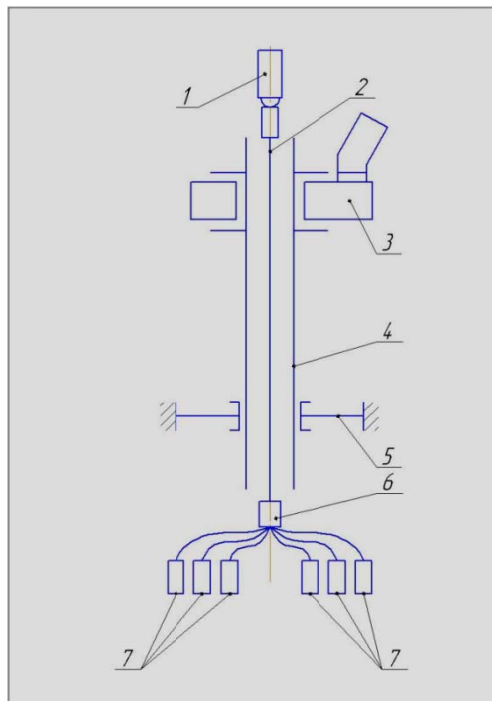


Рис. 3. Схема привода бурового инструмента

Предлагаемая конструкция ударно-вращательного бурения состоит из трубопровода и расположенных в нём элементарных сферических тел, передающих энергию удара, и металлических прокладок между ними. Гидромолот при этом расположен на поверхности, и энергия удара передаётся через энергопровод к ударному механизму. В отличие от традиционных конструкций энергия удара передаётся каждому ударному инструменту через элементарные сферические тела. Используя коллектор-распределитель, возможно перераспределить энергию передачи удара на более нагруженные резцы, что практически невозможно при гидроимпульсном распределении.

Задачи предполагаемых исследований состоят в следующем:

- определение рациональных конструктивных параметров элементарных сферических тел и металлических дисков;
- определение величин потерь передачи энергии удара на различных расстояниях;
- определение потерь, связанных с радиусом изгибов силовых магистралей.

В результате решения данных задач предлагается разработать новый буровой инструмент для специальной буровой машины типа НВБГО 30, обеспечивающий разработку не только грунтов различной прочности, но и пород малой и средней крепости.

УДК 621

Разработка специальной конструкции промышленного манипулятора для увеличения эффективности выполнения вспомогательных операций при бурении

А.И. Ляхов*

*Научный руководитель канд. техн. наук А.К. Данилов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Сегодня все более актуальной становится задача разработки месторождений нефти и газа в Арктике. По мнению экспертов, в арктическом шельфе хранится 30 % мировых запасов нефти и газа.

Ямало-Ненецкий автономный округ – крупнейший газодобывающий регион России, где добывается 90 % всего российского газа и 22 % мирового газа. Крупнейшие месторождения, располагающиеся здесь, будут обеспечивать внутренние и экспортные потребности России в XXI веке.

Однако разработка и добыча полезных ископаемых в этих районах сопряжены с рядом серьезных проблем, требующих внимания:

Удалённость нефтяных и газовых месторождений от береговой линии.

Наличие низких температур и ледяного покрова не менее 8 месяцев в году.

Обслуживание нефтяных скважин на глубине 1 километр и более.

Необходимость строительства газовых и нефтяных трубопроводов по дну морей и океанов и их обслуживание.

* © Ляхов А.И., 2014.

В этой связи целесообразно строительство нефтегазодобывающих комплексов под водой, а управление и обслуживание выполнять с помощью роботов.

Использование роботов при добыче углеводородов приведет к увеличению на 10 млрд т сырья. Это больше, чем сейчас добывает Россия.

На рынке имеется широкий круг решений, который в основном представлен стационарными промышленными роботами и малогабаритными мобильными, созданными для несиловых задач.

Как правило, конструкции данных роботов предусматривают электрический привод. Недостатком электрического привода является невозможность создания больших усилий, которые необходимы при работе по обслуживанию нефтегазового оборудования.

Роботы, оснащаемые гидравлическим приводом, имеют внешний привод с насосной станцией, распределители, управляемые дополнительными сервоприводами. Каждый исполнительный механизм имеет индивидуальный рукав от гидропривода. Это сильно увеличивает общее количество рукавов, что, в свою очередь, снижает КПД и общую надежность системы.

Основу предлагаемой мной конструкции составляет определенная концепция, характеризующаяся следующими возможностями:

- возможность одновременной работы нескольких или всех исполнительных механизмов;
- специальный захват для рабочих инструментов;
- защита от внешнего температурного воздействия на исполнительные механизмы;
- защита от перепадов давления всей системы исполнительных механизмов;
- возможность перемещения на борту машины всех необходимых рабочих инструментов;
- возможность быстрой смены рабочего инструмента;
- программное автоматизированное управление;
- сведение участия человека к постановке задачи и принятию отчета о результате.

Данная концепция базируется на принципиальных решениях, принятых в ходе проектирования и разработки специального рабочего инструмента с гидроударником к манипулятору для обслуживания электролизных ванн (рис. 1).

Основная задача, поставленная при проектировании данного инструмента, – защита всех основных узлов и агрегатов от температурного и химического воздействия. В ходе решения этой задачи и была разработана конструкция новой гидросистемы, не зависящая от условий внешней сре-

ды, основные узлы которой были размещены в торцевой части. Таким образом, тепловому воздействию они не подвергались.

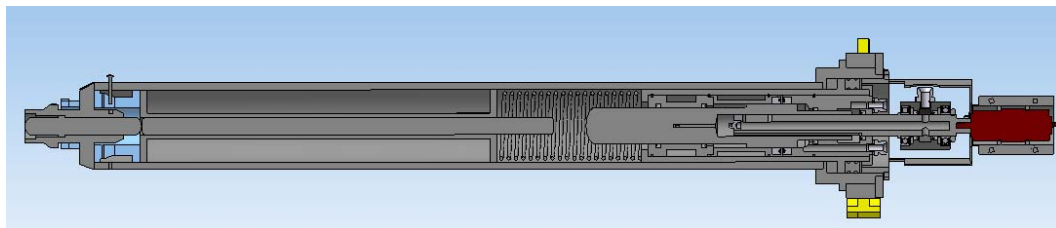


Рис.1. Штанга с гидроударником

Гидроударный аппарат спроектирован таким образом, что позволяет регулировать частоту и энергию удара.

Исходя из вышесказанного я предлагаю разработать конструкцию специального робота-манипулятора, способного работать в условиях Арктики, в том числе и в подводной среде на глубине 1 км, основу которой составят уже имеющиеся технологии, разработанные ранее.

Для достижения поставленной цели необходимо разработать:

- закрытую систему гидропривода;
- многофункциональные манипуляторы с возможностью смены рабочего инструмента на месте;
- наборы инструментов для производства необходимого обслуживания;
- систему программного управления;
- систему технического зрения для работы в подводных условиях.

УДК 150400.62

Повышение износостойкости зубчатой передачи привода буровой лебедки на основе регулярного микрорельефа поверхности зубьев

А.П. Бжитских*

*Научный руководитель канд. техн. наук С.Г. Докшанин
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Буровая лебедка – основной агрегат спуско-подъемного комплекса буровой установки. Она выступает неотъемлемой частью буровой установки и используется как во время бурения, так и при проведении вспомогательных работ на буровой вышке.

* © Бжитских А.П., 2014.

Буровая лебедка У2-5-5 разработана заводом «Уралмаш», является основной и единственной лебедкой буровых установок 3Д (4Э) и БУ–4000 с условной глубиной бурения 4000 м. Привод лебедки осуществляется посредством цилиндрического редуктора от коробки скоростей.

В процессе работы лебедка воспринимает значительные по модулю знакопеременные нагрузки. Нередко работа производится в труднодоступных районах с тяжелыми климатическими условиями. В этих условиях не исключается возможность воздействия на механизмы лебедки ударных нагрузок, значительных температурных перепадов, попадания в механизмы абразивных частиц и загрязнений.

Вышеперечисленные факторы значительно сокращают срок службы лебедки и приводят к преждевременному износу ее механизмов. В результате возникает необходимость проведения более частых ремонтов, что ведет к простоям оборудования и значительным затратам на восстановление работоспособного состояния. Ремонт буровых лебедок из всех видов ремонта бурового оборудования является наиболее трудоемким.

В процессе работы буровой лебедки наибольшему износу подвергаются посадочные места вала, колодки ленточного тормоза и шинно-пневматические муфты, приводные цепи, подшипники, зубчатые колеса и детали приводного редуктора. И если подшипники, тормозные колодки, муфты и приводные цепи во время капитального ремонта меняют, а ремонт вала не представляет особых трудностей и проводится достаточно быстро, то ремонт и восстановление зубчатых колес редуктора достаточно сложен. Их восстановление производят только в специально оборудованных помещениях, а затраты на демонтаж и транспортировку составляют большую часть затрат на ремонт. В этой связи важной задачей выступает повышение износостойкости зубчатых колес с целью увеличения ресурса работы.

Основными методами повышения износостойкости зубчатых колес, применяемых в настоящее время, являются следующие: коррегирование, улучшение, сплошная или поверхностная закалка зубьев, цементация, азотирование, нитроцементация рабочих поверхностей, накатывание, электромеханическая обработка, цианирование, ультразвуковая обработка. Практически все методы основаны на механическом, физическом, химическом или их совместном воздействии на обрабатываемую поверхность при определенной кинематике перемещений инструмента и заготовки. И хотя некоторые из перечисленных методов имеют достаточно хорошие показатели, общим недостатком каждого из них является образование на поверхности вследствие термических или других видов воздействия хаотичных, случайно расположенных микрорельефов, которые в процессе работы, особенно в период приработки, изнашиваются наиболее интенсивно, образуя абразивные частицы и снижая поверхностную прочность материалов.

Таким образом, современные методы обработки зубьев не удовлетворяют требованиям к качеству поверхности и не могут обеспечить достаточной надежности детали. Одним из способов, которым можно добиться повышения износостойкости зубчатых колес, является предложенный и разработанный автором [1] метод поверхностного пластического деформирования с образованием регулярных микрорельефов. Поскольку этот метод обработки не требует предварительного нагрева детали, он обладает целым рядом преимуществ. В результате холодной пластической деформации изменяются свойства металла: повышается прочность, электросопротивление, снижается пластичность, плотность, коррозионная стойкость. В поверхностном наклепанном слое увеличивается плотность дефектов кристаллической решетки, может изменяться форма и ориентация зерен. В поверхностных слоях создаются сжимающие напряжения, тормозящие зарождение и развитие трещин. Обработка может быть эффективна для сталей различного состава и после различной термической обработки.

Для обеспечения максимальной долговечности и износостойкости деталей изменения, которым подвергается заготовка на стадии обработки, должны быть минимальными, а на стадии эксплуатации минимальной должна быть площадь контактирующих поверхностей, что достигается за счет образования на поверхностях регулярного микрорельефа.

Кроме того, за счет регуляризации поверхностей деталей можно добиться следующего:

- снижаются потери на трении и исключается появление надиров, задиров и схватывания;
- уменьшается материалоемкость;
- повышается надежность и долговечность;
- сокращается длительность или исключается приработка;
- исключаются ручные работы при изготовлении (абразивное полирование, шабрение);
- осуществляется переход на расчетные методы нормирования и технологического обеспечения микрогеометрии.

При этом не только улучшаются эксплуатационные характеристики пар трения, но и снижаются требования к шероховатости поверхности, исключаются из технологического процесса трудоемкие и дорогостоящие операции (доводка, шабрение, хонингование, полирование, покрытия, термическая обработка). Следовательно, сокращается цикл изготовления деталей и снижается стоимость обработки, упрощается конструкция деталей.

Метод регуляризации микрорельефа поверхности является новым и прогрессивным подходом к решению проблемы качества поверхности, поскольку повышается точность и надежность нормирования конструктором и технологического обеспечения технологом качества поверхности, значи-

тельно упрощается и удешевляется контроль, на качественно новый, более высокий, уровень поднимается стандарт на шероховатость поверхности.

Основным достоинством регуляризации микрорельефа служит получение поверхностей с заданными геометрическими параметрами, во-первых, функционально связанными с эксплуатационными свойствами поверхности, во-вторых, функционально связанными с параметрами режима обработки, в-третьих, воспроизводимыми и регулируемые с высокой точностью в широком диапазоне значений.

Для оценки влияния предлагаемого метода обработки на интенсивность изнашивания зубчатых колес был произведен расчет интенсивности изнашивания зубчатой передачи редуктора лебедки, в результате которого получились следующие данные:

$$[h_1] \geq 2,25 \cdot I_{h1} \cdot \sqrt{\omega'_{Ht} \cdot \left(\frac{1 - \mu_1^2}{E_1} + \frac{1 - \mu_2^2}{E_2} \right) \cdot \rho_{np1} \cdot \frac{v_{sy1}}{v_{Fy1}} \cdot n_1 \cdot i \cdot \tau} = 2,56 \cdot 10^{-13}.$$

Полученные данные были применены для определения ресурса работы зубчатой передачи:

$$L = \frac{[h_1] \cdot v_{Fy1}}{2,25 \cdot I_{h1} \cdot \sqrt{\omega'_{Ht} \cdot \left(\frac{1 - \mu_1^2}{E_1} + \frac{1 - \mu_2^2}{E_2} \right) \cdot \rho_{np1} \cdot v_{sy1} \cdot n_1 \cdot i \cdot \tau}} = 8094,69 \text{ ч.}$$

Полученный ресурс работы зубчатой передачи L практически соответствует значению межремонтного периода буровой лебедки У-2-5-5, равному 8100 ч, что наглядно говорит о необходимости ее ремонта или замены уже после первого межремонтного периода.

Сопоставляя экспериментальные данные, полученные автором [1], с результатами произведенного расчета, после нанесения регулярного микрорельефа на рабочую поверхность зубьев можно прогнозировать уменьшение интенсивности изнашивания поверхностного слоя до 50 %. Таким образом, есть возможность увеличения ресурса работы передачи в 2 раза. При данных условиях исключается необходимость проведения ремонта зубчатого зацепления во время капитального ремонта, что значительно сократит время простоя оборудования, а также материальные и другие расходы.

Наиболее распространенным методом нанесения регулярного микрорельефа является метод вибрационного накатывания. Цель обработки зубчатых колес по данному методу заключается в образовании на рабочих поверхностях зубьев системы синусоидальных канавок, показанной на рис. 1.

Для выполнения данной задачи предложено использовать зубошеверинговальный станок с модернизированной оснасткой. Специальная оснастка – шевер реечного типа, который предлагается приспособить для нанесения регулярного микрорельефа. На рабочих поверхностях зубьев шевера размещаются в несколько рядов специальные деформирующие шарики, число и расположение которых рассчитывается исходя из геометрии зубчатого колеса. Деформирующие шарики, вдавливаясь в боковые поверхности зуба обрабатываемого зубчатого колеса, за счет суммирования продольного движения шевера и осцилляционного движения колеса, образуют системы синусоидально расположенных канавок. После первого захода шевер смещается на один зуб, на рабочей поверхности которого аналогично расположены деформирующие шарики на расстоянии δ от первого варианта. За два захода образуется готовый регулярный микрорельеф в одной впадине зубьев зубчатого колеса, после чего зубчатое колесо поворачивается на один зуб и обработка повторяется.

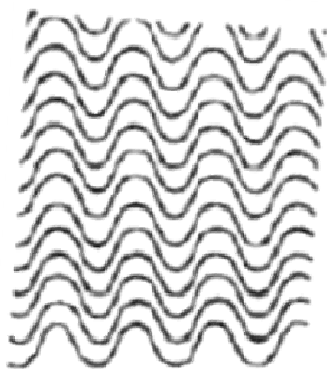


Рис. 1. Система синусоидальных канавок на рабочей поверхности зубьев

Предлагаемый способ обработки обладает рядом преимуществ:

1. Микрорельеф вибронакатанной поверхности образуется как след движения участка деформирующего элемента, контактирующего с обрабатываемой поверхностью. Поскольку этот след фактически полностью определяется кинематикой движения деформирующего элемента, создается новый регулярный микрорельеф со строго закономерно расположенными относительно друг друга неровностями одинаковой формы и размеров.

2. Благоприятная практически для всех условий эксплуатации форма неровностей регулярных микрорельефов, характеризуемая пологой формой выступов и впадин с радиусами на 1-2 порядка большими, чем при обработке резанием, и соответственно большей величиной опорной поверхности как исходной после вибронакатывания, так и в приработочный период.

3. Усложненная кинематика процесса вибронакатывания и большое число регулируемых параметров его режима позволяют весьма тонко и в

больших пределах варьировать значения большого числа параметров создаваемого регулярного микрорельефа.

4. Возможность управлять такими параметрами поверхности, как ее фактическая площадь и фактическая площадь контакта, и создавать высокочистые поверхности достаточной маслостойкости, исключать явления молекулярного сцепления, адгезии, фреттинг-коррозии.

5. Строгая кинематическая связь между параметрами режима процесса вибронакатывания и параметрами регулярного микрорельефа определяет возможность расчетного нормирования, технологического обеспечения и безаппаратного контроля поверхностей.

6. Становится возможна стандартизация регулярных микрорельефов с включением в число стандартизуемых таких параметров, как относительная опорная площадь элемента поверхности и их число на единицу площади. Если учесть, что контакт поверхностей всегда происходит по площадкам, а площадь фактического контакта – важнейший параметр, определяющий все его служебные свойства, то очевидна прогрессивность и перспективность нового стандарта и всего направления регуляризации микрогеометрии поверхностей деталей машин и приборов.

7. Поскольку в основе способа вибронакатывания в отношении воздействия на обрабатываемый материал лежит холодная пластическая деформация со свойственными ей особенностями и достоинствами, все они могут быть распространены и на этот процесс, и на физико-механические свойства образуемого им поверхностного слоя материала. Отсутствие перерезания волокон металла, незначительный нагрев его поверхностного слоя, упрочнение за счет наклепа и сжимающих напряжений, отсутствие шаржирования в поверхностный слой инородных частиц – все эти позитивные свойства характерны для предлагаемого метода.

Таким образом, на основе произведенных расчетов и экспериментальных данных, полученных ранее, предлагается путем незначительной переоснастки зубошевинговального станка способ повышения износостойкости зубчатого колеса до 50 %. В результате достигается значительное увеличение ресурса работы передачи, что позитивно сказывается на экономии средств и времени при проведении ремонта буровых лебедок.

Список литературы

1. Шнейдер Ю.Г. Эксплуатационные свойства деталей с регулярным микрорельефом. – 2-е изд. – Л.: Машиностроение, 1982.

2. Крагельский И.В. Основы расчетов на трение и износ / М.Н. Добычин, В.С. Комбалов. – М.: Машиностроение, 1977.

3. Кузнецов В.С. Обслуживание и ремонт бурового оборудования. – М.: Недра, 1973. – 344 с.

Исследования антифрикционных и противоизносных свойств дизельного топлива

Р.Р. Исмагилова*

*Научные руководители д-р техн. наук, профессор В.Ф. Пичугин,
д-р техн. наук Л.Х. Балдаев
ФГБОУ ВПО «Российский государственный университет нефти и газа
имени И. М. Губкина»; ООО «ТСЗП»*

Топливоподающая система является одной из главных частей дизеля, от качества работы которой зависят показатели его рабочего процесса и эксплуатационные характеристики.

Топливный насос предназначен для подачи в форсунки в течение определенного времени необходимого количества топлива под давлением, обеспечивая его нормальное впрыскивание и распыливание.

Основными элементами насосной секции являются прецизионные пары (ПП), пригнанные друг к другу с большой точностью, плунжер и гильза, нагнетальный клапан и корпус.

Также особое внимание следует обратить на распылители форсунок. В зависимости от способа осуществления впрыска различают следующие виды форсунок: электромагнитная, электрогидравлическая, пьезоэлектрическая. Несмотря на многообразие конструкций форсунок, при механическом изнашивании самой подверженной по степени опасности выхода из строя детали является пара игла – седло распылителя.

Прецизионные детали работают в тяжелых условиях, могут нагреваться до температуры 525 К и остывать до 227 К, испытывать большие давления и периодические ударные нагрузки, подвергаться абразивному изнашиванию и воздействию агрессивной среды вследствие недостаточной очистки топлива.

Основная причина преждевременного выхода из строя топливной аппаратуры – сравнительно низкая долговечность прецизионных деталей в процессе механического изнашивания, поэтому повышение долговечности работы ПП выступает актуальной задачей.

Основными условиями надежности прецизионных пар топливной аппаратуры являются высокая износостойкость поверхности при механическом изнашивании и стабильность размеров при эксплуатационных нагревах и охлаждениях. ПП топливной аппаратуры дизелей изнашиваются от случайного воздействия абразивных частиц, попадающих вместе с топливом.

* © Исмагилова Р.Р., 2014.

Для решения проблемы изнашивания ПП топливной аппаратуры были проведены исследования.

Исходя из выбранной схемы испытаний и характера движения исследуемой пары трения колодка – ролик, а также с учетом классификации испытательных установок для исследования основных закономерностей трения и изнашивания металлических образцов нами была выбрана стандартная машина СМЦ-2. Для проведения исследований на качение взята четырехшариковая машина «Plint».

Средой испытаний выбраны дизельное топливо (ДТ), а также ДТ в соединении с присадками PC32 Total и присадка, разработанная научной группой на базе кафедры трибологии и технологий ремонта нефтегазового оборудования РГУ ИНиГ им. И.М. Губкина, – РГУ.

В результате исследований наилучшие результаты показали образцы в среде дизельного топлива в соединении с 2,5 % присадки РГУ – уменьшение коэффициента трения на 0,02 в сравнении с ДТ + присадка PC32 Total.

Увеличение числа циклов нагружений до усталостных выкрашиваний в зоне трения верхнего шара в базовом дизельном топливе на 7 тыс. циклов по сравнению с базовым дизельным топливом и 5,9 тыс. циклов по сравнению с образцами прошедших исследований в среде ДТ с присадкой PC32 Total.

Можно предположить, что повышение контактной выносливости тел качения и скольжения в дизельном топливе с присадкой РГУ связано с формированием на поверхностях трения защитной пленки, которая способствует повышению качества поверхностного слоя качения.

В работе также были проведены рентгенофотоэлектронные исследования зоны трения стального образца, изношенного в дизельном топливе с присадкой РГУ.

Следует отметить, что в поверхностном слое стального образца, работавшего в дизельном топливе, до травления зоны трения ионами аргона в основном, присутствует углерод и углерод, находящийся в соединении с кислородом, т.е. органическое соединение. Органическая пленка имеет толщину порядка 45 нм. Органическая пленка располагается на подслое окисленных соединений железа. Общая толщина образовавшейся защитной пленки порядка 180 нм.

Можно предположить, что образовавшаяся на поверхности трения органическая пленка представляет собой трибополимер, так как предлагаемая присадка РГУ – это органическое соединение, аналогичное тем соединениям, которые образуют на поверхностях трения трибополимерные пленки.

Также были проведены исследования характеристик микрогеометрии зоны трения тел качения, работавших в дизельных топливах с присадками.

При трении качения вследствие пластических деформаций участки поверхности тел качения непосредственно в рабочей зоне приобретают форму, отличную от исходной. Известно, что для рабочих качеств круглых деталей кроме шероховатости и волнистости большое значение имеет отклонение реальной поверхности от правильной круговой. К таким отклонениям относятся гранность и овальность.

Полученные данные говорят о том, что наличие в дизельном топливе присадки РГУ способствует снижению величины волнистости и гранности поверхностного слоя шаров по сравнению с характеристиками микрогеометрии тел качения, работавших в других исследованных в работе средах. Кроме того, в зоне трения шаров, изношенных в дизельном топливе с присадкой РГУ, имеются плато с низкими характеристиками микрогеометрии, а риски отсутствуют.

Таким образом, введение в дизельное топливо присадки РГУ обеспечивает повышение качества поверхностного слоя, увеличение площади фактического контакта и, как следствие, – снижение контактных напряжений и повышение числа циклов нагружений до усталостных разрушений поверхностного слоя тел.

ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

УДК 622.692.4:532.11

Расчет и формирование полей давлений переходного процесса для оптимизации эксплуатационных затрат

Д.П. Унгер*

*Научный руководитель канд. техн. наук М.О. Мызников
ОАО «Транссибнефть»*

Приоритетным направлением компании, занимающейся транспортировкой нефти и нефтепродуктов, является безаварийная и бесперебойная поставка нефти заказчикам. Для обеспечения безаварийной работы и бесперебойной поставки необходим постоянный оперативный контроль и анализ всех технологических процессов, происходящих в магистральном нефтепроводе (МН). Для улучшения контроля совершенствуются системы диспетчерского контроля и управления (СДКУ), устанавливаются разнообразные датчики, разрабатываются различные приложения и программные комплексы. Обилие окон и способов отображения информации часто не позволяет увидеть картину быстро меняющихся событий в целом (рис. 1). Человек, осуществляющий контроль процесса, физически не в состоянии за короткое время просмотреть все контролируемые панели, а тем более запомнить и объединить полученную информацию в единую картину, чтобы составить представления о происходящем событии. В результате возможна неверная трактовка событий, неправильная оценка сложившейся ситуации. Это может привести к неправильным действиям и нежелательным последствиям.

Для решения обозначенной проблемы целесообразно всю поступающую от различных устройств информацию упорядочить, сжать и преобразовать в удобный для быстрого понимания и анализа вид (рис. 2).

Одним из таких подходов является представление информации в виде визуальных образов технологических событий [2]. Под технологическим событием в данном случае понимается любое значимое и регистрируемое приборами изменение поля давлений технологического участка нефтепровода.

* © Унгер Д.П., 2014.

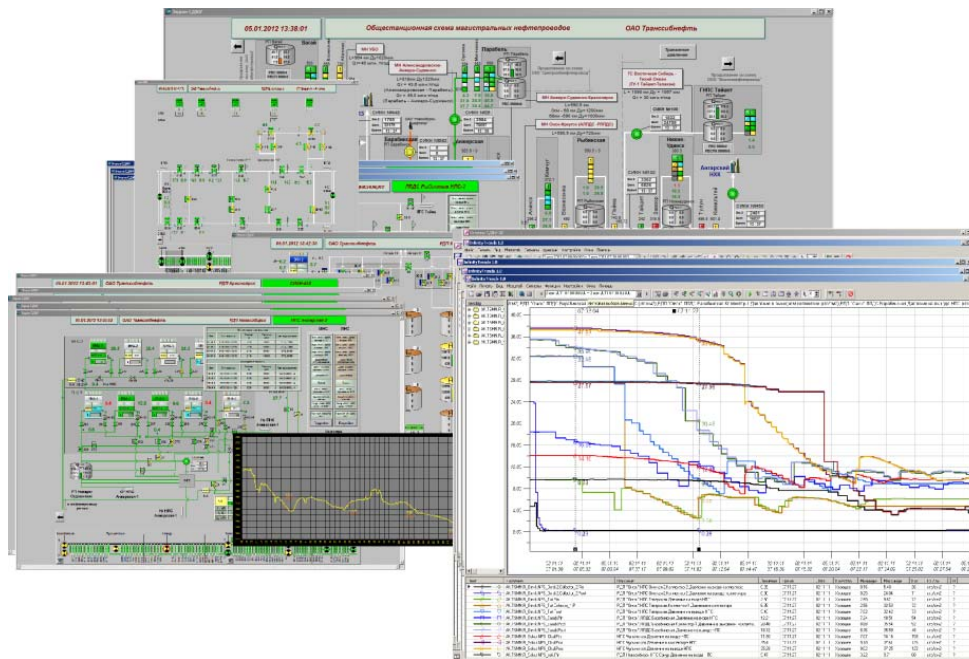


Рис. 1. Представление о технологическом процессе перекачки в виде большого количества окон и мнемосхем

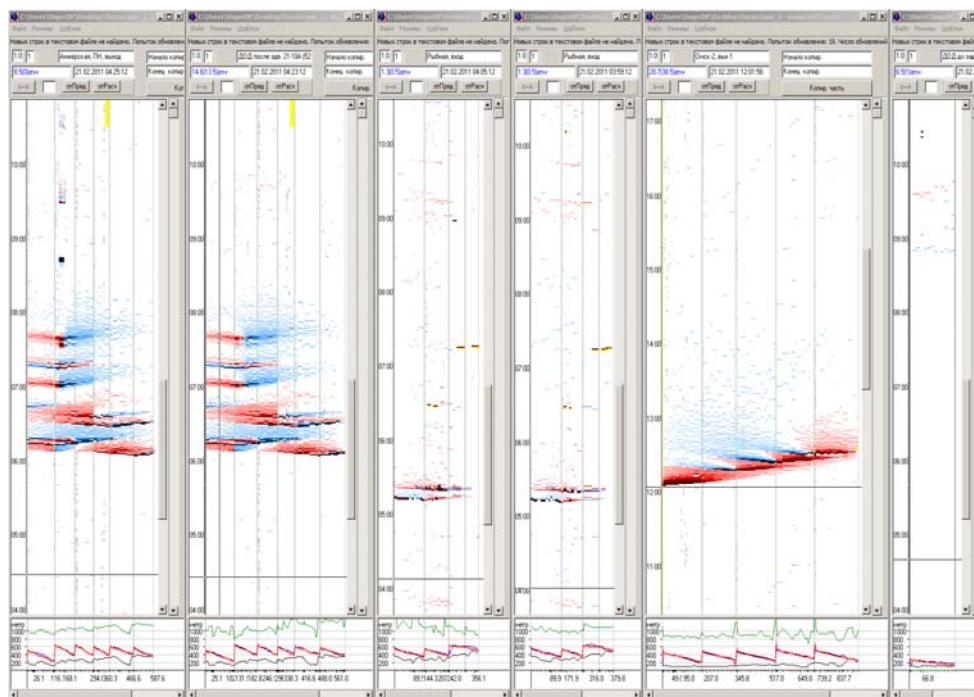


Рис. 2. Одновременное визуальное отображение технологических событий на шести технологических участках за семичасовой промежуток времени

Технологический участок МН представляет собой связанную гидромеханическую систему, в которой любые изменения давления в отдельных точках системы порождают волновые процессы изменения поля давления всей системы. Эти процессы могут быть отображены в виде цветowych меняющихся картин, имеющих характерные признаки событий, их порож-

дающих [4]. Для формирования визуальных образов используется матрица давлений, которая строится на основе данных плановых режимов и оперативных данных СДКУ.

Темп изменения давлений отображается цветовыми градациями красного цвета в сторону повышения давления, синего цвета – в сторону понижения. Более насыщенные цвета соответствуют более значительным изменениям давлений за заданный промежуток времени. Цветовая гамма, снабженная цветовой шкалой, может быть изменена для удобства оператора, при этом каждому цветовому тону соответствует своя определенная скорость изменения давления.

Такая форма представления информации удобна для оперативного анализа ситуации. На одном экране охватываются все технологические события, произошедшие за несколько часов на нескольких технологических участках. При этом моменты начала каждого из событий точно локализованы по времени и месту, видно распространение волн повышения и понижения давления, точки их зарождения и время возникновения.

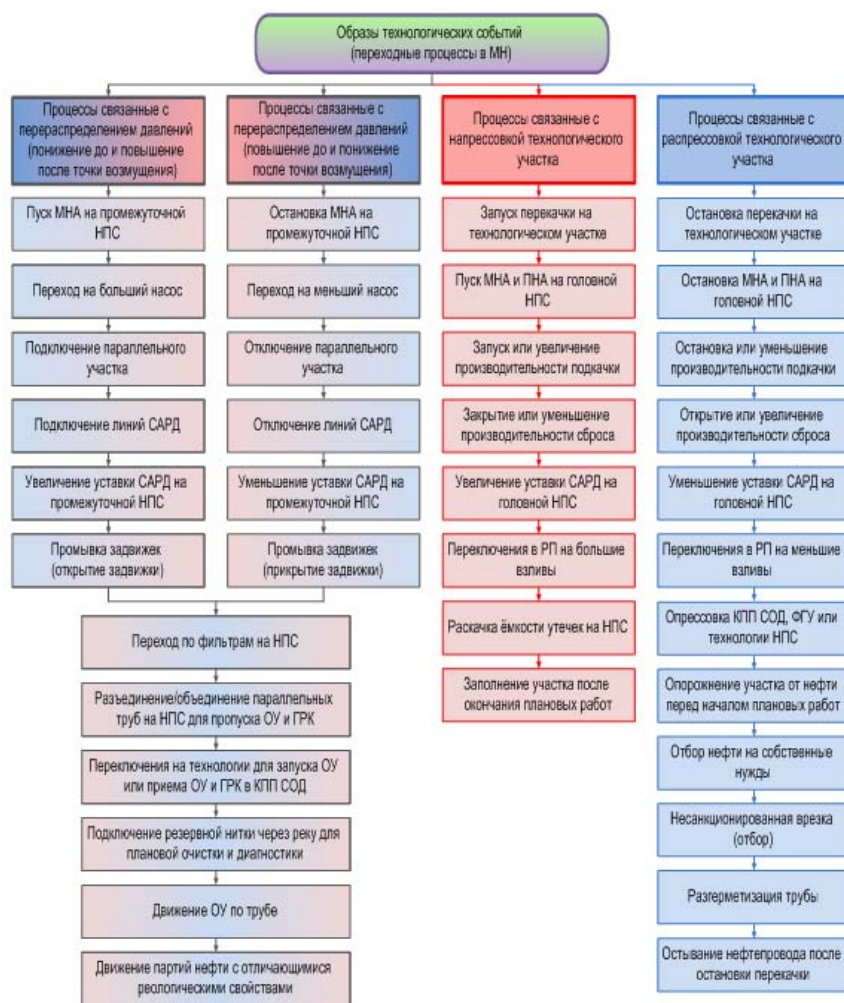


Рис. 3. Классификация образов технологических событий

Применение визуализации изменений давлений позволило выделить и систематизировать различные технологические события (рис. 3), имеющие место в практике эксплуатации нефтепроводов [1].

Каждому технологическому событию соответствует свой набор признаков, позволяющий идентифицировать событие. В зависимости от характера изменения давления и точки локализации легко устанавливается, например, причина возмущения (рис. 4).

Кроме гидродинамических событий визуальный способ отображения информации позволяет определять неработающие либо неправильно показывающие датчики давления, сбои в каналах связи, зависание систем отображения данных, может служить индикатором достоверности информации (рис. 5).

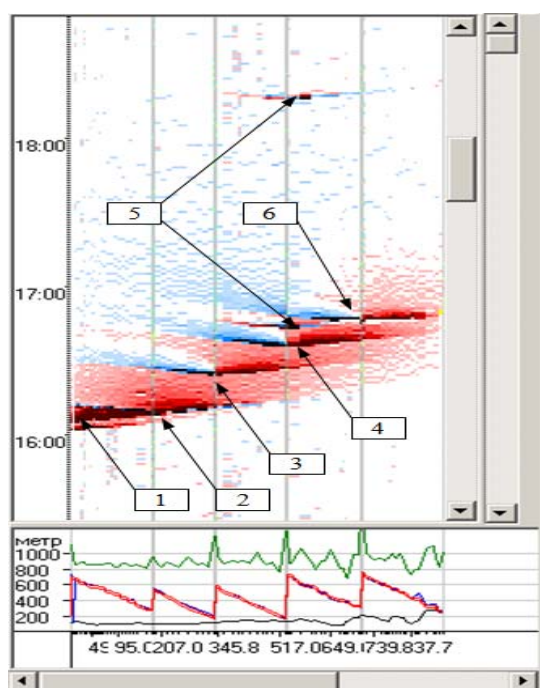


Рис. 4. Переход на режим с большей производительностью

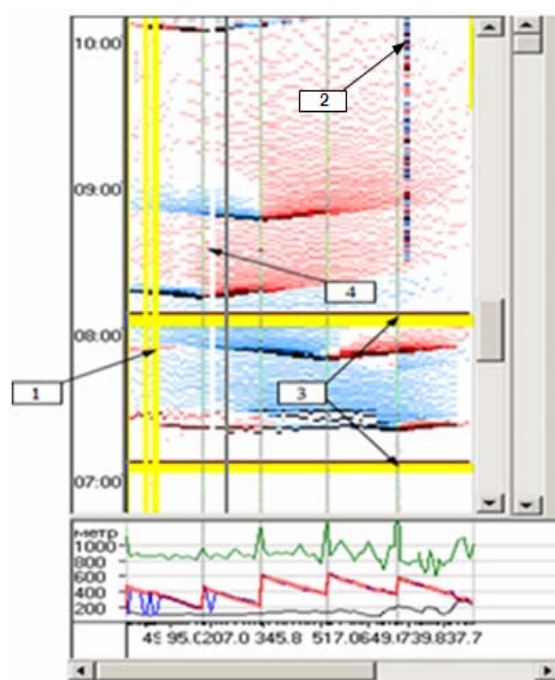


Рис. 5. Образы, содержащие недостоверную информацию

Таким образом, зная особенности отображения и основные признаки каждого изменения поля давлений, возможно идентифицировать оперативно до сорока видов технологических событий, подразделять их на опасные и неопасные, плановые и нештатные, требующие немедленного вмешательства и контролируемые.

Чтобы отличать плановые события от неплановых, штатные от нештатных, необходимо иметь плановые образы эксплуатации МН. Формирование плановых полей давлений для переходных процессов МН осуществляется следующими способами: опытным с получением данных из накопленной базы осуществленных переходов и событий и расчетным [3] – с

расчетом полей давления с помощью разработанной модели нестационарных процессов перекачки нефти.

Для разработки планового поля давления опытным путем осуществляется выбор отдельных нужных фрагментов технологических событий, из которых формируется плановое поле давлений на предстоящие сутки (рис. 6).

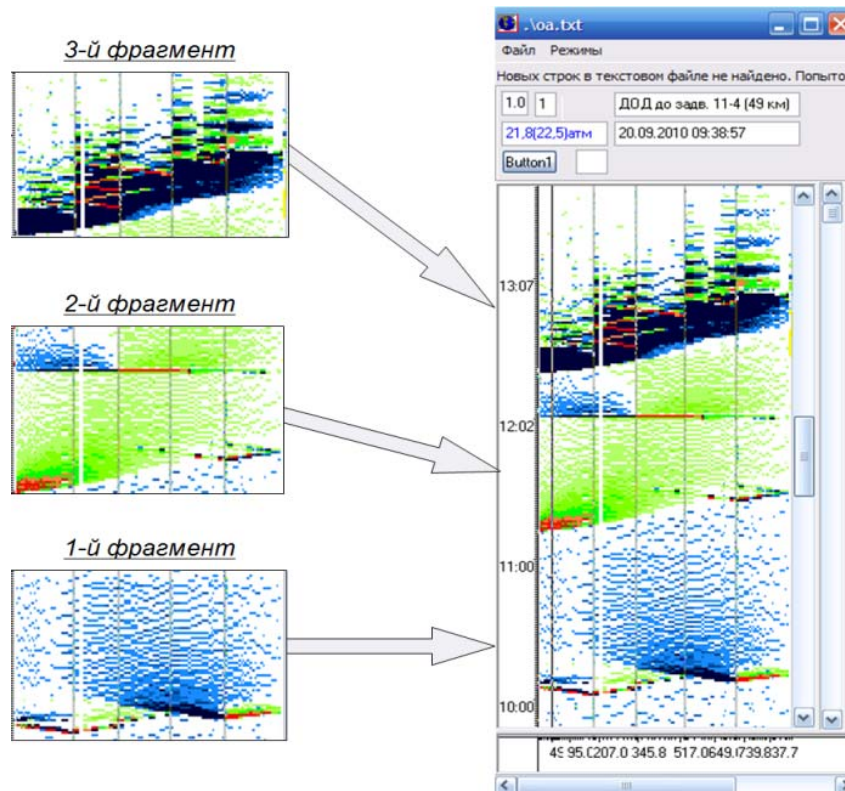


Рис. 6. Сборка планового поля давлений

Для формирования плановых полей давлений расчетным способом используется разработанная модель нестационарных процессов перекачки нефти.

В основе модели заложены уравнения, отражающие балансовые законы сохранения массы и количества движения при течении слабосжимаемой жидкости.

$$\frac{\partial p}{\partial \tau} + \rho c^2 \frac{\partial u}{\partial L} = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial u}{\partial \tau} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial L} + \lambda \frac{u \cdot |u|}{2 \cdot D} + g \cdot \sin \gamma = 0 \quad (2)$$

После проведения преобразований получены зависимости для определения давления и скорости течения нефти методом конечных разностей:

$$p_{i,j} = p_{i-1,j} - \rho c^2 \frac{\Delta\tau}{2\Delta L} (u_{i-1,j+1} - u_{i-1,j-1}), \quad (3)$$

$$u_{i,j} = u_{i-1,j} - \frac{\Delta\tau}{2 \cdot \rho \cdot \Delta L} (p_{i-1,j+1} - p_{i-1,j-1}) - \frac{\Delta\tau \cdot \lambda}{2 \cdot D} \cdot u_{i-1,j} \cdot |u_{i-1,j}| - g \cdot \Delta\tau \cdot \sin \gamma \quad (4)$$

Пошаговым решением системы уравнений заполняется матрица распределения давлений по длине трубы в каждый момент времени с заданной дискретностью (рис. 7).

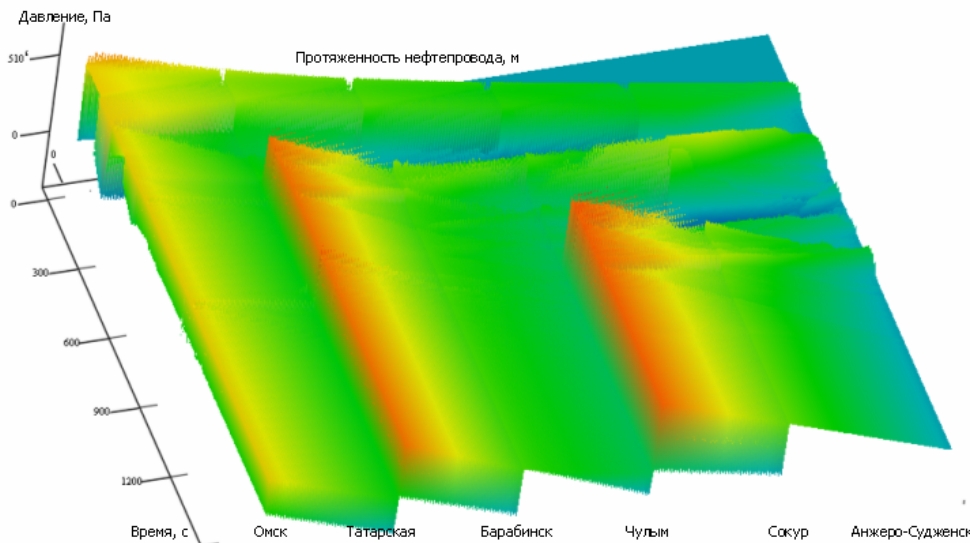


Рис. 7. Расчетное поле давлений с запуском насосов на головной и промежуточных НПС

На рис. 7 смоделирован запуск насоса на головной станции, затем поочередно запускаются насосы на промежуточных НПС. Аналогично строятся и поля скоростей.

Используя полученные поля давлений и скоростей, определим в каждый момент времени в нужных точках по длине трубы мощности насоса, станции, технологического участка:

$$Nm_{k,q} = \frac{\Delta P_{k,q} \cdot Q_{k,q}}{\eta_{k,q}} = \frac{(P_{вых_{k,q}} - P_{вх_{k,q}}) \cdot Q_{k,q}}{\eta_{k,q}}, \quad (5)$$

$$Nc_k = \sum_{q=1}^{n_k} Nm_{k,q}, \quad (6)$$

$$N = \sum_{k=1}^l Nc_k. \quad (7)$$

где

$$Q_{i,j} = u_{i,j} \cdot \frac{\pi \cdot d_j^2}{4}. \quad (8)$$

Проинтегрировав функцию мощности, получим потребление электроэнергии за заданный промежуток времени:

$$A = \sum_{k=1}^l \sum_{q=1}^{n_k} \int_0^T \frac{\rho g H_{k,q}(Q(\tau)) \cdot Q_{k,q}(\tau)}{\eta_{k,q}(Q(\tau))} \cdot d\tau. \quad (9)$$

Разработанная модель нестационарных гидродинамических процессов перекачки нефти тестировалась для различных режимов перекачки нефти. Один из тестовых режимов работы представлен на рис. 8.

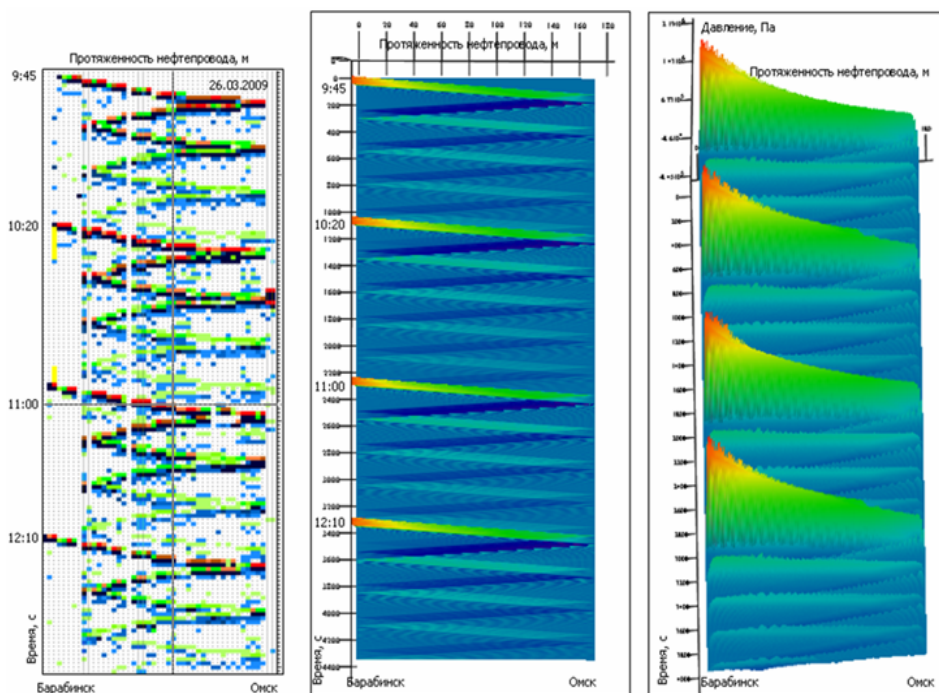


Рис. 8. Поля давлений фактических показаний и расчетных значений

Далее фактические поля давлений сравниваются с плановыми образами технологических событий, сформированными опытным путем или расчетным способом.

Визуальная картина переходного процесса выстраивается по разнице фактического и планового полей давлений.

По характерным образам полей достаточно просто определяется очаг и природа процесса, вызывающего рассогласование.

Экономическая составляющая представленной работы достигается за счет оптимизации эксплуатационных затрат (рис. 9).

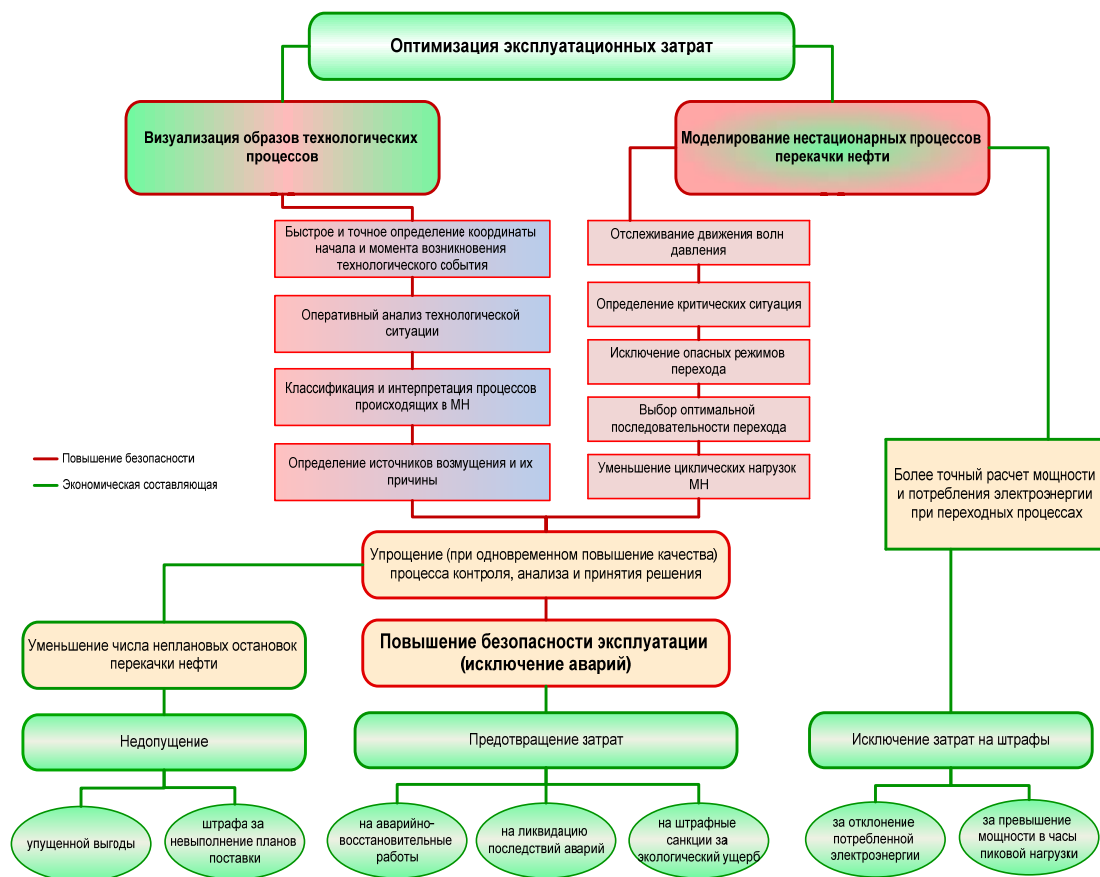


Рис. 9. Блок-схема процесса оптимизация эксплуатационных затрат

Выводы

С внедрением рассмотренного подхода и принципов классификации технологических событий обеспечиваются следующие возможности: быстро и достаточно точно локализовать координаты начала и моменты возникновения плановых и unplanned технологических событий; оперативно проводить анализ ситуации с помощью графических образов; классифицировать и интерпретировать процессы, происходящие в МН; определять источники возмущений в МН и причины, их вызывающие; контролировать и прогнозировать развитие переходного процесса в МН; отслеживать движение волн давления во время переходов; исключать опасные режимы перехода; повышать безопасность эксплуатации МН; снижать вероятность unplanned остановок перекачки нефти; упрощать процесс контроля, анализа и принятия решения оперативным персоналом, улучшать условия труда на рабочем месте.

Список литературы

1. Мызников М.О., Унгер Д.П., Синельников С.В. Идентификация технологических событий на участках магистральных нефтепроводов на основе графических образов изменения полей давления // Наука и техноло-

гии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2. – С. 104-109.

2. Пушкарев А.П., Мызников М.О., Шмурыгин М.В. Визуальные средства оперативного контроля за соблюдением технологических режимов перекачки нефти по МН // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 2. – С. 30-34.

3. Некрасов И.В. Определение требуемой точности математической модели при построении системы диспетчерского контроля и управления магистральным нефтепроводом // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2. – С. 38-43.

4. Отображение информации в АСУ реального времени / Бондаренко В.П. [и др.]. Томск : Изд-во Томского ун-та, 1993.4. Самарский А.А. Введение в теорию разностных схем. – М.: Наука, 1971. – 552 с.

УДК 532.133; 532.14; 656.56

Прогнозирование свойств нефти при годовом и месячном планировании режимов перекачки по магистральному нефтепроводу

Д.С. Паркина*

Научный руководитель канд. техн. наук М.О. Мызников

ОАО «Транссибнефть»

ФГБОУ ВПО «Омский государственный технический университет»

Электроэнергия является одной из наиболее существенных составляющих эксплуатационных затрат нефтеперекачивающей организации. В этой связи большое значение приобретает правильное планирование расхода электроэнергии. В основе планирования расхода электроэнергии на работу насосных агрегатов используются плановые режимы. В число исходных данных для расчетов расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти на планируемый период для технологического участка магистрального нефтепровода входят плотность и вязкость нефти, которые определяются в соответствии с регламентами ОАО «АК «Транснефть». При этом для расчетов режимов работы на год значений вязкости и плотности нефти на каждый месяц планируемого года принимаются среднемесячные значения вязкости и плотности за год, предшествующий году планирования.

Такой метод имеет большую погрешность, возникающую из-за различия свойств партий нефти, перекачиваемой в том или ином месяце в

* © Паркина Д.С., 2014.

прошлом и текущем году. В то же время имеет место характерное сезонное изменение свойств нефти, связанное с изменением температуры окружающей среды. Более точным приближением будет прогноз, в основе которого лежит не факт прошлого года, а свойства предполагаемой к перекачке нефти с учетом сезонного изменения температуры.

Целью исследования является определение основных закономерностей сезонного изменения свойств нефти и получение рабочих формул изменения свойств нефти для повышения точности годового и месячного планирования режимов перекачки нефти.

Для решения поставленной задачи было рассмотрено изменение физических свойств нефти (кинематического коэффициента вязкости и плотности) в период 2007–2013 гг. на технологических участках ОАО «Транс-Сибнефть» (рис. 1, 2).

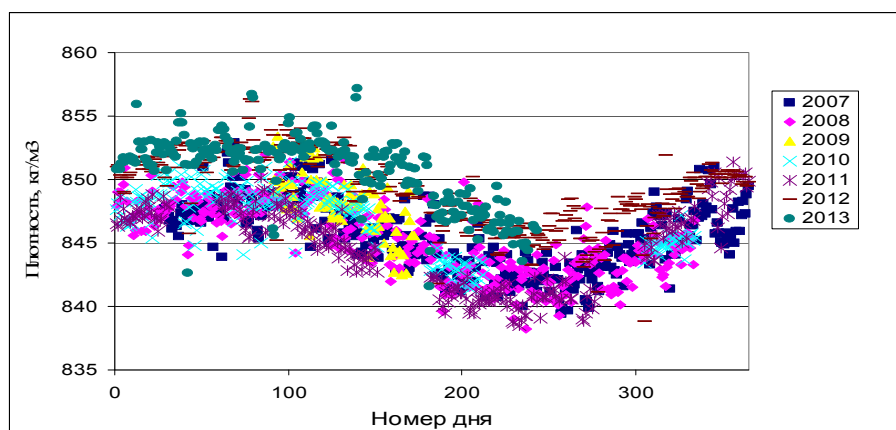


Рис. 1. Фактические значения плотности за период 2007–2013

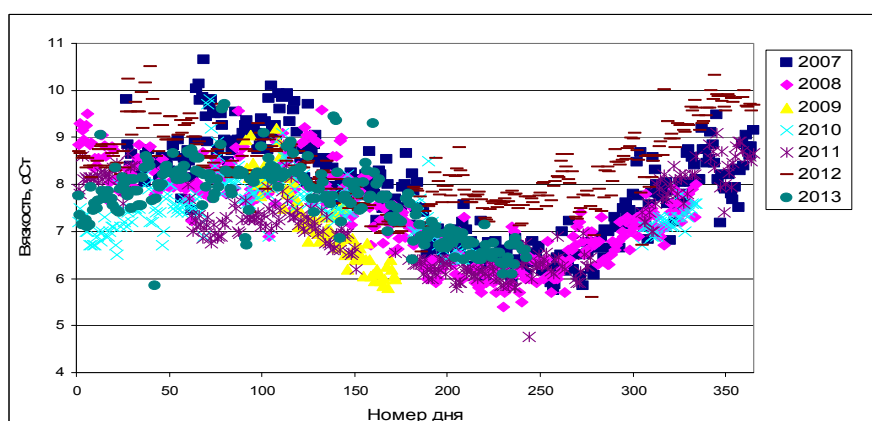


Рис. 2. Фактические значения вязкости за период 2007–2013

Анализ данных показал ярко выраженную годовую цикличность изменения вязкости и плотности, вызванную изменением температуры перекачиваемой нефти, при этом диапазон изменения значений вязкости достигает до 50 %; плотности – до 2 %.

Если сравнивать графики изменения среднесуточных значений вязкости и плотности перекачиваемой нефти на технологическом участке в течение года с графиками среднесуточного изменения температур (рис. 3) в районе прохождения нефтепровода, заметно отставание на 30-40 дней изменений вязкости и плотности от изменения среднесуточных температур окружающей среды, связанное с инерционностью тепломассообменных процессов.

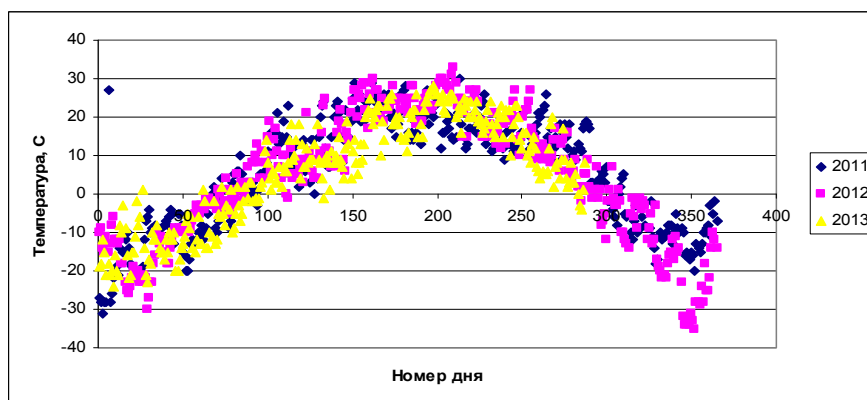


Рис. 3. Изменение среднесуточной температуры окружающей среды 2011–2013

Вследствие этого самая низкая температура нефти, а значит, и самое высокое значение вязкости и плотности наблюдается в конце марта – начале апреля, а самая высокая температура нефти и, следовательно, самые малые значения вязкости и плотности – в сентябре.

Анализ обширного статистического материала позволил получить простую обобщенную инженерную формулу, позволяющую рассчитывать свойства нефти (вязкость, плотность) на любой день планируемого года для заданного технологического участка нефтепровода с учетом ожидаемого среднесуточного изменения температуры окружающей среды в году для региона прохождения нефтепровода:

$$y = A \cdot \sin \left(2\pi \cdot \frac{x + C}{365} \right) + B, \quad (1)$$

где x – порядковый номер дня в году начиная с 1 января (от 1 до 365); A – амплитуда годового изменения вязкости (плотности), определяется как разница среднемесячных значений вязкости (плотности) месяца с самой теплой и самой холодной нефтью; B – значение вязкости (плотности) планируемой к перекачке нефти при среднегодовой температуре, определяется сортом нефти и данными лабораторных измерений для этого сорта нефти; C – величина инерционности тепловых процессов, определяемая из условий прокладки нефтепровода и особенностей региона по результатам наблюдений предыдущих лет (характеризует количество дней, на которое

«отстает» изменение свойств нефти от изменения температуры окружающей среды).

Значения коэффициентов А, С для каждого технологического участка подбираются для вязкости и для плотности на основе данных предшествующих лет, коэффициент В определяется свойствами предполагаемой к перекачке нефти. Например, для одного из технологических участков ОАО «Транссибнефть» формула будет выглядеть следующим образом:

$$y_{\text{вязкость}} = 1,55 \cdot \sin \left(2\pi \cdot \frac{x + 32}{365} \right) + 7,6;$$

$$y_{\text{плотность}} = 5,66 \cdot \sin \left(2\pi \cdot \frac{x + 32}{365} \right) + 849,1.$$

При статистической обработке данных для выделения партий нефти с отличными свойствами получены корреляционные зависимости вязкости от плотности, позволяющие при обработке данных относить данные к разным по свойствам партиям нефти и корректировать расчетные формулы.

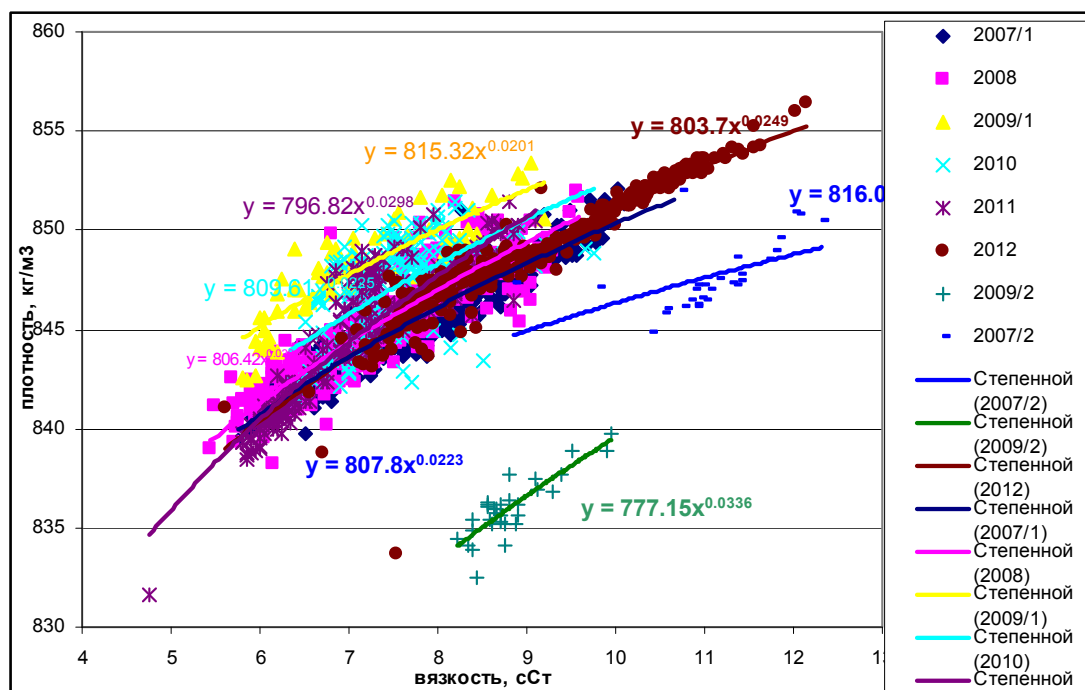


Рис. 4. Корреляционная зависимость вязкости от плотности

При анализе корреляционных зависимостей вязкости от плотности (рис. 4) определены следующие особенности:

- плотность и вязкость в значительной мере зависят от качества поставляемой нефти, их величины могут существенно меняться со сменой партии нефти;

– на отдельных участках качество нефти может оставаться относительно стабильным в течение нескольких лет, что позволяет делать достаточно точный прогноз свойств нефти.

Для проверки эффективности формул проведено сравнение точности прогноза максимальной пропускной способности, потребляемой мощности и затрат на электроэнергию, полученного на основе методик регламентов и рассчитанных на основе формулы (1) фактических значений вязкости и плотности (рис. 5-9).

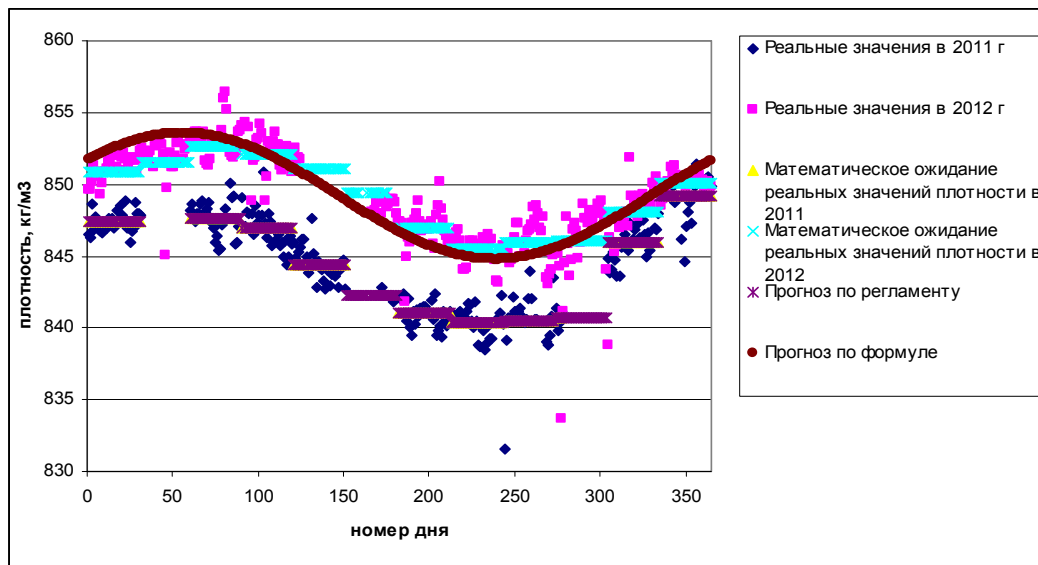


Рис. 5. Изменение плотности: фактическое, по регламенту, по прогнозу

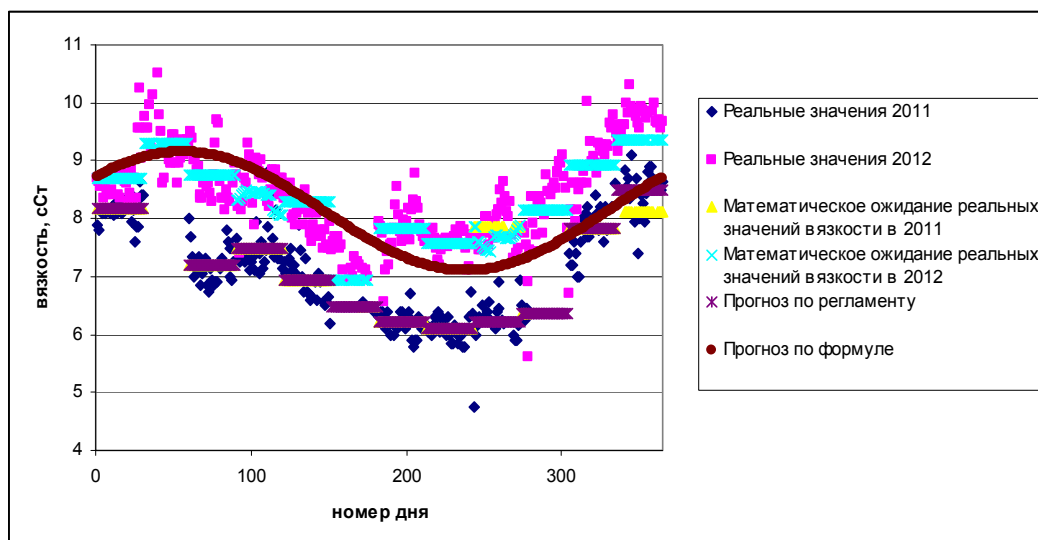


Рис. 6. Изменение вязкости: фактическое, по регламенту, по прогнозу

В результате проведения исследования получены формулы, характеризующие изменение плотности и вязкости в течение года на технологическом участке магистрального нефтепровода.

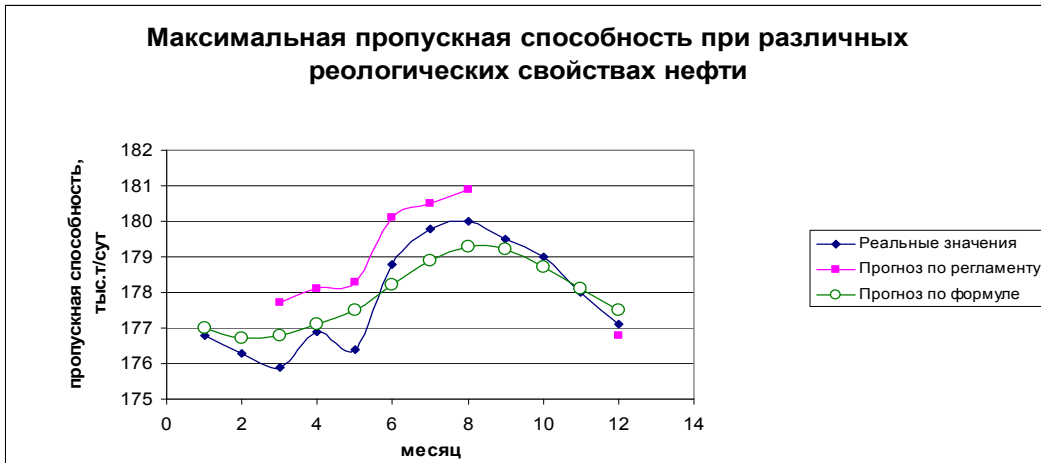


Рис. 7. Максимальная пропускная способность для рассматриваемого технологического участка

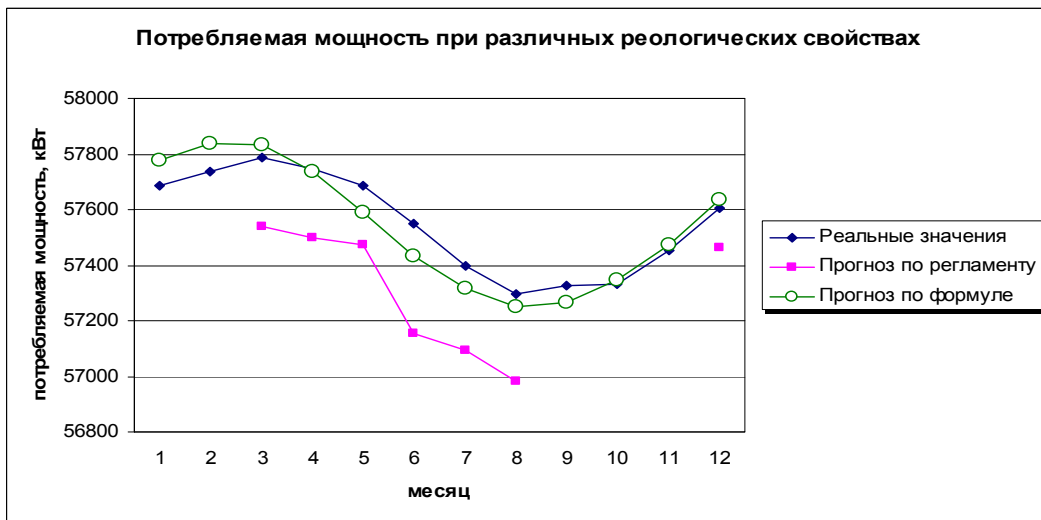


Рис. 8. Потребляемая мощность на рассматриваемом технологическом участке

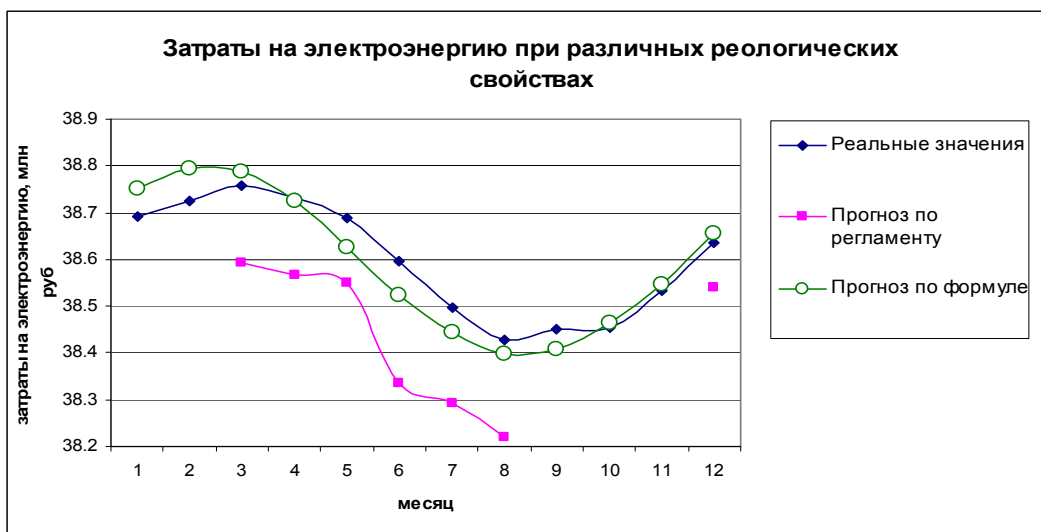


Рис. 9. Затраты на электроэнергию на рассматриваемом технологическом участке

Они дают возможность более точно прогнозировать свойства нефти на любой день планируемого года и рассчитывать оптимальный график технологических режимов на год. Это позволяет более точно определить пропускные способности нефтепровода и спланировать его загрузку. При несоответствии заявленных показателей потребления электроэнергии фактическим значениям энергосбытовая компания вправе налагать штрафы на организацию – потребителя. Благодаря более точному планированию электроэнергии можно добиться предотвращения штрафов за перерасход или недорасход электроэнергии и мощности, вследствие чего экономический эффект от использования результатов исследования может составлять до 2 млн руб. в год на технологическом участке.

УДК 656.56:338; 656.56:658

Оценка оптимальности технологических режимов

А.С. Куликов*

*Научный руководитель канд. техн. наук М.О. Мызников
ФГБОУ ВПО «Омский государственный технический университет»
ОАО «Транссибнефть»*

Работа на неоптимальных режимах приводит к излишним затратам электроэнергии, что делает транспортировку нефти по нефтепроводам значительно дороже.

Целью данной работы является получение оценки оптимальности технологических режимов работы магистрального нефтепровода.

Задачами, решаемыми в работе, являются:

- выбор условия оптимизации;
- определение поверхности оптимальных технологических режимов;
- сравнение технологических режимов с точки зрения оптимальности.

Оценка оптимальности технологического режима показывает, насколько рассматриваемый технологический режим или комбинация режимов перекачки отличается от режима или комбинации режимов, дающих наилучший эффект в сравнимых условиях.

Оценка оптимальности производится с помощью следующих параметров: производительность, энергопотребление, стоимость перекачки. При этом также учитываются физические свойства нефти (плотность, вязкость), геометрические характеристики трубопроводов, технические характеристики и время работы насосного оборудования.

* © Куликов А.С, 2014.

Наиболее важными параметрами для оценки оптимальности технологического режима являются энергопотребление и стоимость перекачки.

Для определения мощности, электроэнергии и удельных энергозатрат, требуемых для перекачки нефти, используются формулы, полученные на основе уравнения Бернулли для простого технологического участка. Применен закон трения, соответствующий области гидравлически гладких труб, наиболее часто применяемый в практике расчетов магистральных нефтепроводов. Учитываются также характеристики насосного оборудования и дополнительные затраты энергии на поддержание насосной станции в рабочем состоянии:

$$N = \sum_{l=1}^{n_i} \left(\frac{8 \cdot 0,3164}{\pi^{1,75} \cdot \sqrt{2}} \cdot \frac{\rho_y \cdot \nu_y^{0,25}}{\eta_y} \cdot \frac{L_y}{D_y^{4,75}} \cdot Q_y^{2,75} \right) + \sum_{ls=1}^{ns_i} (Ns_i), \quad (1)$$

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^{I_k} \left(\sum_{l=1}^{n_i} \left(\frac{8 \cdot 0,3164}{\pi^{1,75} \cdot \sqrt{2}} \cdot \frac{\rho_y \cdot \nu_y^{0,25}}{\eta_y} \cdot \frac{L_y}{D_y^{4,75}} \cdot Q_y^{2,75} \cdot \tau_i + \sum_{ls=1}^{ns_i} (Ns_i \cdot \tau_{s_i}) \right) \right), \quad (2)$$

$$U_y = \frac{\mathcal{E}}{\Gamma_y} = \frac{\mathcal{E}}{\rho_y \cdot Q_y \cdot L_y}, \quad (3)$$

где I_k – технологические режимы; n_i – насосные агрегаты; ns_i – потребители энергии на «собственные нужды»; Q_y – требуемая производительность насоса; ρ_y – плотность нефти; η_y – коэффициент полезного действия насосного агрегата; ν_y – коэффициент кинематической вязкости; D_y – диаметр трубопровода; τ_i – время работы режимом; L_y – длина участка; Γ_y – грузооборот.

После расчета параметров по данным формулам несложно построить точки технологических режимов. Кривая, соединяющая нижние точки, определяет линию оптимальных режимов. Каждая точка содержит информацию о технологическом режиме (в данном случае это производительность и мощность).

Следует отметить, что задача многомерна по входящим в формулы (1) и (2) параметрам. Например, когда мы имеем различные данные по свойствам нефти для перекачки с заданной производительностью. Линия оптимальных режимов при этом превратится в поверхность оптимальных режимов.

Аналогичные поверхности можно построить для потребляемой электроэнергии и стоимости перекачки за заданный период (сутки, месяц, год) и определить удельные энергетические и стоимостные показатели режимов или комбинации режимов за этот период.

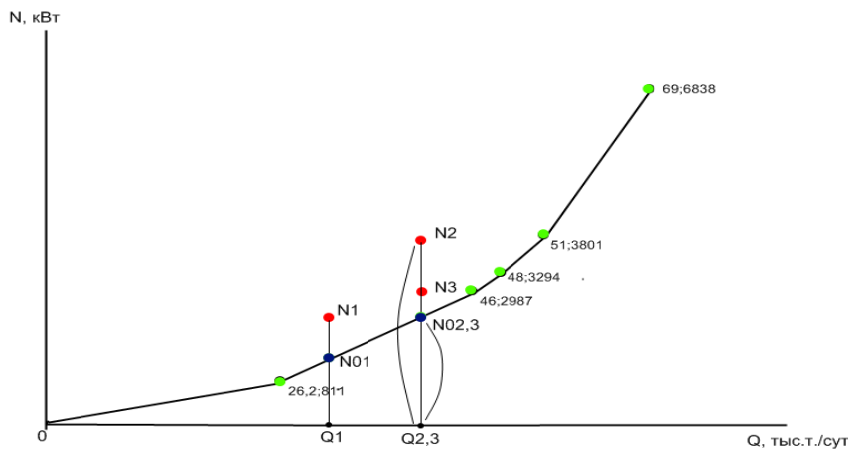


Рис. 1. Линия оптимальных технологических режимов

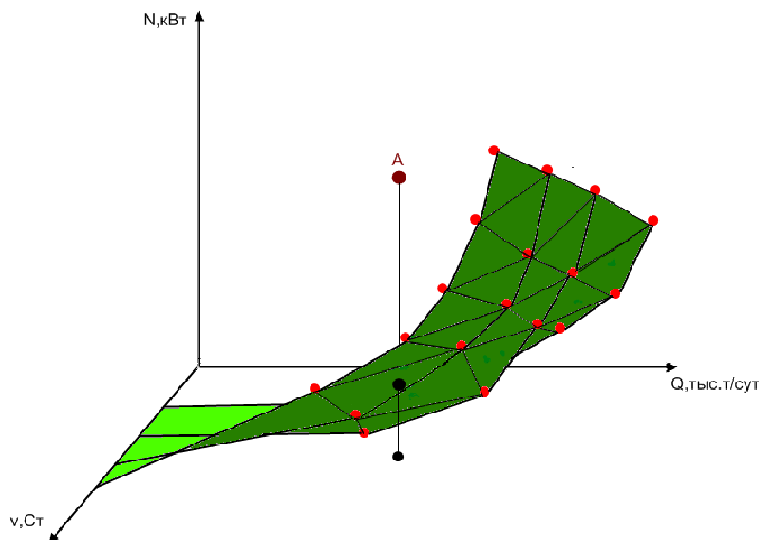


Рис. 2. Поверхность оптимальных режимов

Точка (А) над поверхностью оптимальных режимов характеризует исследуемый режим по производительности, вязкости, энергопотреблению. Проекция этой точки на поверхность оптимальных режимов определяет параметры соответствующего исследуемому режиму оптимального режима. Отношение мощности исследуемого режима к оптимальной мощности, определяемой поверхностью, определяется как коэффициент оптимальности технологического режима k :

$$k = \frac{z_0}{z} \cdot 100\% . \tag{4}$$

Энергопотребление не является единственным параметром для оценки оптимальности. Необходимо учесть экономическую составляющую.

Для этого результат, полученный в формуле (2), перемножается на тариф электроэнергии, при этом учитывается, какие именно тарифы применяются на каждой перекачивающей станции. После этого будут получены данные по стоимости каждого режима, строятся точки режимов и линия оптимальных технологических режимов с экономической точки зрения.

$$Cm = \sum_{i=1}^{I_k} \left\{ \sum_{l=1}^{n_i} \left[\left(\frac{8 \cdot 0,3164}{\pi^{1,75} \cdot \sqrt{2}} \cdot \frac{\rho_y \cdot v_y^{0,25}}{\eta_y} \cdot \frac{L_y}{D_y^{4,75}} \cdot Q_y^{2,75} \cdot \tau_i + \sum_{ls=1}^{ns_i} (Ns_i \cdot \tau s_i) \right) \cdot T \varepsilon_i \right] \right\}, \quad (5)$$

$$Uc_y = \frac{Cm}{\Gamma_y} = \frac{Cm}{\rho_y \cdot Q_y \cdot L_y}. \quad (6)$$

Если в качестве анализируемого параметра использовать энергозатраты на транспортировку за заданный период и стоимость перекачки исследуемым режимом или комбинацией режимов, то эффективность решения можно определить, применяя коэффициенты оптимальности по энергопотреблению и стоимости перекачки, подобные коэффициенту оптимальности технологического режима k (4):

$$k_{\varepsilon} = \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon} \cdot 100\% = \frac{U_0}{U} \cdot 100\%, \quad (7)$$

$$k_{Cm} = \frac{Cm_0}{Cmz} \cdot 100\% = \frac{Uc_0}{Uc} \cdot 100\%. \quad (8)$$

Анализируя вышеприведенные зависимости, следует отметить, что оптимальное решение с точки зрения энергопотребления в силу большой разницы тарифов на энергию в различных регионах не обязательно будет оптимальным с точки зрения затрат на покупку энергии. Это хорошо видно на рис. 3 и 4.

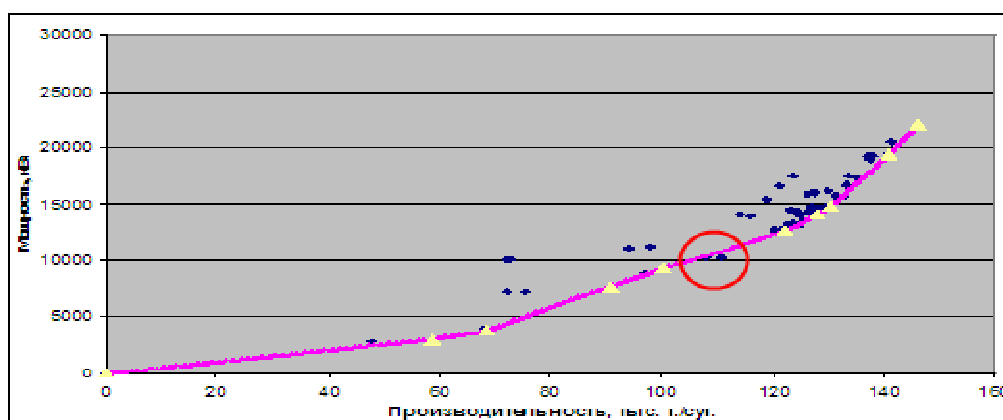


Рис. 3. Линия оптимальных режимов

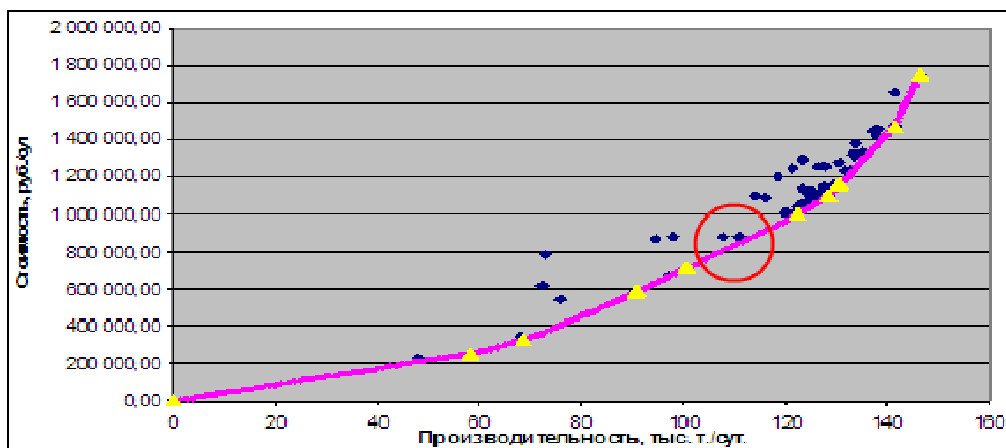


Рис. 4. Линия оптимальной стоимости перекачки

Применение для оптимизации выбора технологических режимов коэффициентов оптимальности позволяет не только определить лучшую комбинацию режимов, выполнить оценку оптимальности, но и показывает скрытые резервы эффективности использования электроэнергии. С помощью коэффициентов оптимальности становится возможным более рационально планировать режимы работы магистрального нефтепровода.

Список литературы

Мызников М.О., Исакова Е.В., Куликов А.С. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4. С. 36-41.

УДК 681.5.017

О проблеме учета вязкости в моделях трубопроводов в пакете matlab/simscapе

А.Г. Миронов*

*Научный руководитель канд. техн. наук Е.Д. Агафонов
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

На сегодняшний день существует необходимость создания моделей магистральных трубопроводов с целью прогноза гидравлических, энергетических и прочих параметров, управления процессами перекачки, обеспечения безопасности перекачки. Существует множество инструментов, позволяющих строить такие модели, в том числе программный инструмент

* © Миронов А.Г., 2014.

Simscape, входящий в состав пакета MATLAB. Исследованию возможностей упомянутого инструментального средства посвящено множество работ, в том числе [3, 4].

Simscape позволяет с применением средств визуального программирования составлять из графических объектов (блоков) схемы гидравлических сетей, задавать их параметры, осуществлять расчет основных гидравлических характеристик в динамическом режиме. Блоки, доступные в стандартной библиотеке, включают модели гидравлических элементов (насосы, запорную и регулируемую арматуру, трубы, тройники и т.д.), а также измерительных и вспомогательных систем. Зачастую набор и функциональное содержание стандартных блоков являются недостаточными для учета некоторых явлений в трубопроводе. Так, например, стандартная модель центробежного насоса в Simscape не учитывает влияния вязкости на характеристики насоса. С ростом вязкости перекачиваемой жидкости гидравлические характеристики центробежных насосов в значительной степени изменяются. Вследствие этого необходимо выявить возможности коррекции моделей насосов при изменении вязкости перекачиваемой жидкости, разработать дополнительный блок Simscape для пересчета паспортных характеристик основных и подпорных насосов (напора, подачи, КПД, мощности), приведенных заводом-изготовителем, с воды на вязкую нефть [2, с. 91-94].

Характеристики центробежных насосов (напора, подачи, КПД), рассчитанные на воде, обычно заменяют их квадратическими аппроксимациями [1, с. 131-133]. Расходно-напорная характеристика и характеристика КПД для магистральных насосов соответственно рассчитываются по формулам

$$H_1 = H_B - b_B \cdot Q^2, \quad (1)$$

$$\eta_1 = c_{OB} + c_{1B} \cdot Q + c_{2B} \cdot Q^2, \quad (2)$$

где H_1 , η_1 – напор и КПД насоса при подаче Q ; H_B , b_B , c_{OB} , c_{1B} , c_{2B} – эмпирические коэффициенты для аппроксимации характеристик насоса, измеренных на воде. КПД для подпорных насосов рассчитывается аналогично, как и для магистральных насосов, а напорная характеристика выражается уравнением (3)

$$H_1 = H_B + a_B \cdot Q - b_B \cdot Q^2. \quad (3)$$

Перерасчет гидравлических характеристик насоса с воды на вязкую нефть необходим, если число Рейнольдса в насосе Re_H меньше переходного числа Рейнольдса, т.е. $Re_H < Re_{II}$, где

$$\text{Re}_H = \frac{n \cdot D_2^2}{\nu}, \quad (4)$$

$$\text{Re}_\Pi = 0,316 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (5)$$

где n – угловая скорость вращения ротора насоса; D_2 – наружный диаметр рабочего колеса; ν – вязкость перекачиваемой жидкости; n_s – коэффициент быстроходности.

Перерасчет КПД с воды на вязкую нефть необходим, если число Рейнольдса в насосе Re_H меньше граничного числа Рейнольдса $\text{Re}_{\Gamma p}$, т.е. $\text{Re}_H < \text{Re}_{\Gamma p}$, где

$$\text{Re}_{\Gamma p} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384}. \quad (6)$$

Коэффициенты перерасчета напора k_H , подачи k_Q и КПД насоса k_η с воды на вязкую нефть рассчитываются в соответствии со следующими уравнениями:

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg\left(\frac{\text{Re}_\Pi}{\text{Re}_H}\right), \quad (7)$$

$$k_\eta = 1 - \alpha_\eta \cdot \lg\left(\frac{\text{Re}_{\Gamma p}}{\text{Re}_H}\right), \quad (8)$$

$$k_Q = k_H^{1,5}, \quad (9)$$

где α_η – поправочный коэффициент:

$$\alpha_\eta = 1,33 \cdot n_s^{-0,326}. \quad (10)$$

Характеристики подпорного насоса, рассчитанные на воде, пересчитываются в соответствии с уравнениями (11), (12):

$$H_2 = H_B \cdot k_H + a_B \cdot \frac{k_H}{k_Q} - b_B \cdot \frac{k_H}{k_Q^2} \cdot Q^2, \quad (11)$$

$$\eta_2 = k_\eta \cdot c_{OB} + c_{1B} \frac{k_\eta}{k_Q} \cdot Q + c_{2B} \cdot \frac{k_\eta}{k_Q^2} \cdot Q^2. \quad (12)$$

Для магистральных насосов коэффициент для аппроксимации a_B равен нулю.

Используя язык Simscape [5], создадим блок для учета вязкости нефти для центробежного насоса (рис. 1).



Рис. 1. Блок, учитывающий вязкость насосов

Данный блок будет корректировать характеристики модели стандартного насоса библиотеки SimHydraulics на величину $\Delta\eta$ и ΔH при увеличении вязкости в соответствии со следующими формулами:

$$\Delta\eta = \eta_1 - \eta_2 = \left[c_{OB} + c_{1B} \cdot Q + c_{2B} \cdot Q^2 \right] - \left[k_\eta \cdot c_{OB} + c_{1B} \frac{k_\eta}{k_Q} \cdot Q + c_{2B} \cdot \frac{k_\eta}{k_Q^2} \cdot Q^2 \right], \quad (13)$$

$$\Delta H = H_1 - H_2 = H_B + a_B - b_B \cdot Q^2 - \left(H_B \cdot k_H + a_B \cdot \frac{k_H}{k_Q} - b_B \cdot \frac{k_H}{k_Q^2} \cdot Q^2 \right). \quad (14)$$

Используя данный блок, составим участок гидравлической цепи (рис. 2).

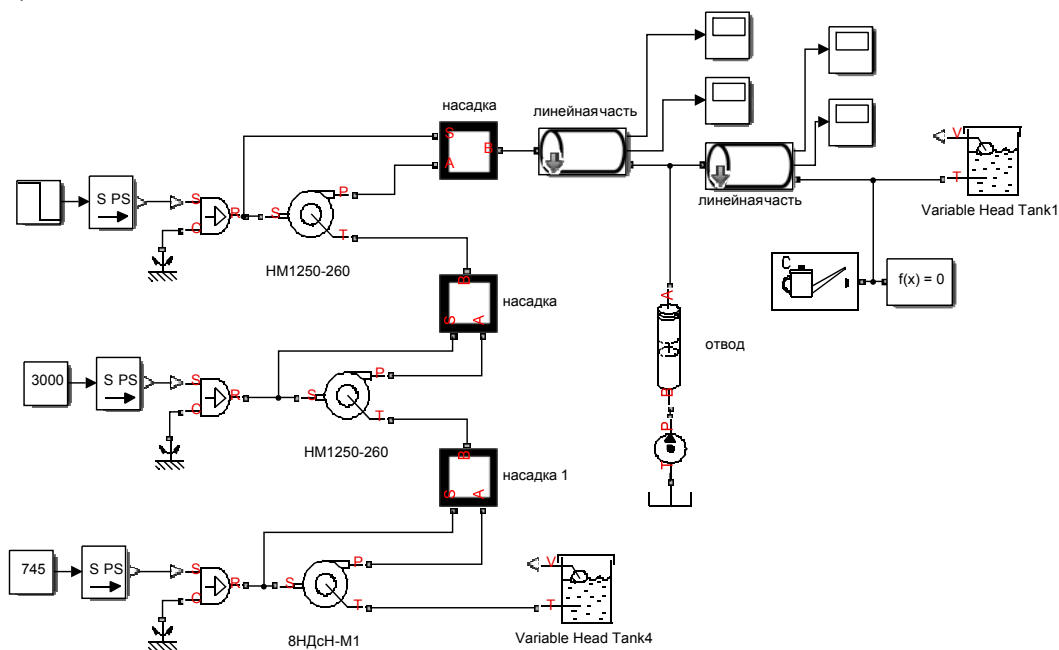


Рис. 2. Участок гидравлической цепи с блоком, учитывающим вязкость жидкости

Данный участок, соединенный трубопроводом длиной 150 км, состоит из двух резервуаров. Перекачка жидкости (200 сСт , 830 кг/м^3) осуществляется тремя насосами: два НМ1250-260 и подпорный насос 20НДсН-М. В сечении $x = 100 \text{ км}$ к трубопроводу присоединён отвод диаметром 300 мм и длиной 4 км.

Представим график зависимости давления в участке трубопровода от времени и сечения трубопровода (рис. 3).

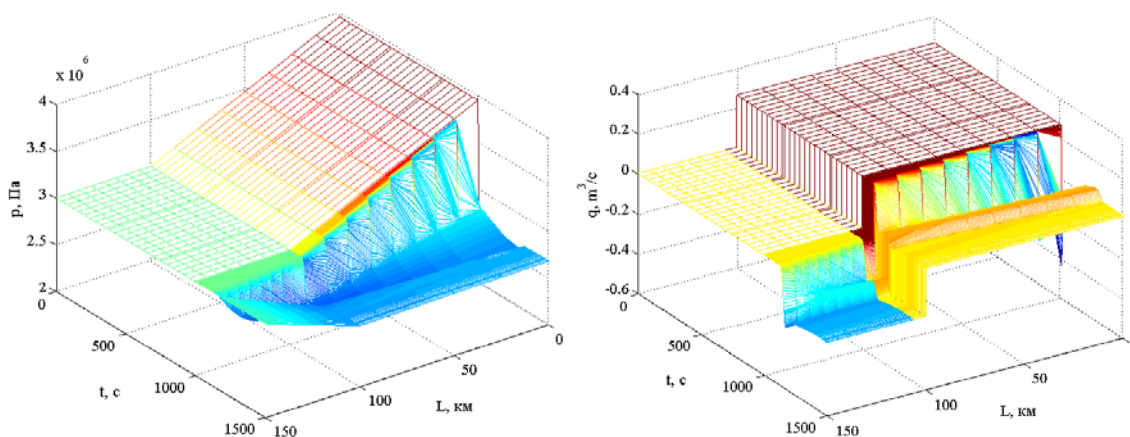


Рис. 3. График зависимости давления (слева) и расхода (справа) от времени и координаты трубопровода

Симуляция была начата с установившегося режима, в связи с чем давление линейно падает и расход постоянный. В момент времени 1000 с, отключается один из насосов, происходит переходный процесс, в результате которого давление и расход падают. Также из графика видно, что давление на участке 100-150 км не изменяется, вся жидкость вытекает в отвлечение с низким давлением.

На рис. 4 изображены временные зависимости давлений после насосов без учета и с учетом вязкости жидкости.

Таким образом, в настоящей работе построена модель в Simscape для гидравлических характеристик насосов с учетом вязкости, а также представлены гидравлические характеристики линейной части трубопровода. Создан пользовательский блок, позволяющий учитывать влияние вязкости на характеристики подпорных и магистральных насосов. Используя этот блок, удалось повысить точность расчета гидравлических характеристик участка трубопровода с двумя магистральными и одним подпорным насосами приблизительно на 11 %. Увеличение количества насосов в модели увеличивает эффект от использования представленной в работе модели.

Дальнейшие исследования планируется посвятить адаптации инструмента Simscape для моделирования последовательной перекачки нефтепродуктов и рассмотреть особенности применения принципов термогидравлики в Matlab/Thermal Liquid.

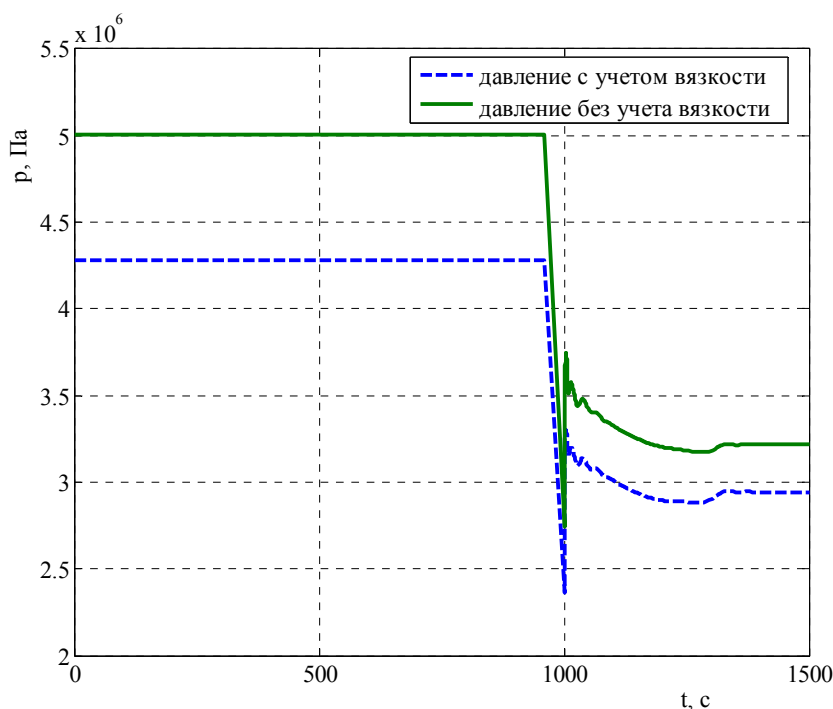


Рис. 4. Временные зависимости давлений после насосов без учета и с учетом вязкости жидкости

Список литературы

1. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов/ А.А. Коршак, А.М. Шаммазов, П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2008. – 658 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти: учеб. пособие для вузов / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 407 с.
3. D. Himr. Numerical simulation of water hammer in low pressurized pipe: comparison of SimHydraulics and Lax-Wendroff method with experiment. – EPJ Web of Conferences, 2013.
4. Lumir Hruzik. Non-stationary flow of hydraulic oil in long pipe: Non-stationary flow of hydraulic oil in long pipe / Lumir Hruzik, Adam Burecek, and Martin Vasina // Non-stationary flow of hydraulic oil in long pipe: Non-stationary flow of hydraulic oil in long pipe: EPJ Web of Conferences, 2014.
5. Simscape Language Guide // MathWorks. PDF Documentation for Simscape. – 2014. [Электронный ресурс]. Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. URL: http://www.mathworks.de/help/pdf_doc/physmod/simscape/simscape_lang.pdf (дата обращения 01.05.2014).

К задаче о закачке растворителя в призабойную зону пласта

И.Ф. Карамов*

*Научный руководитель канд. физ.-мат. наук Г.Я. Хусаинова
СФ БашГУ*

Одной из наиболее распространенных причин ухудшения коллекторных характеристик пласта в призабойной зоне нефтяных скважин являются «склеротические» изменения за счет отложения твердой фазы (парафинов, например) на стенки поровых каналов. В большинстве случаев удаление этих отложений можно осуществить закачкой растворителя. Необходимые оценки для проведения технологических расчетов с применением растворителя можно получить на основе решений плоскоодномерной и радиально-симметричной задач. В частности, если радиально-симметричная постановка позволяет проанализировать очищение пористой среды вокруг скважины, то плоскоодномерная задача дает возможность проследить эти процессы вблизи трещин (образованных при гидроразрыве). Некоторые аспекты вытеснения углеводородной жидкости из пористых сред с помощью растворителей рассмотрены в [1, 2].

1. Основные уравнения. Пусть среда с пористостью m в исходном состоянии частично закупорена твердой фазой, которая растворяется в закачиваемой жидкости. В исходном состоянии объемная доля, занятая твердой фазой, равна v и поэтому «живая» пористость составляет $m' = (1 - v)m$. Кроме того, засоренная пористая среда, в свою очередь, насыщена жидкостью. При закачке растворителя в такую систему можно выделить три характерные зоны, а именно ближнюю, очищенную от твердой фазы пористую среду (с пористостью m), где в порах находится чистый растворитель; вторую, промежуточную, зону (с пористостью m'), в которой фильтруется насыщенный твердой фазой растворитель; и третью, дальнюю, зону, где происходит фильтрационное течение исходной насыщающей жидкости. Здесь отметим, что согласно принятым представлениям в этих трех зонах находятся три разные жидкости, отличающиеся вязкостью, а также равновесными значениями плотности. Параметры, соответствующие этим трем зонам, будут снабжены индексами 1, 2 и 3 внизу. Будем полагать, что фильтрационные процессы при закачке растворителя происходят при упругом режиме. Тогда линейное уравнение пьезопроводности и закон Дарси могут быть записаны в виде

* © Карамов И.Ф., 2014.

$$\frac{\partial p_i}{\partial t} = \chi_i \frac{1}{r^n} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^n \frac{\partial p_i}{\partial r} \right), \quad u_i = m_i v_i = -\frac{k_i}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial r}, \quad (1.1)$$

$$\chi_i = \frac{k_i}{\mu_i \beta_i}, \quad \beta_i = m_i \beta_{li} + \beta_{si}, \quad m_1 = m, \quad m_2 = m_3 = m' = m(1-v), \quad k_2 = k_3.$$

Здесь p_i , v_i и u_i – давление, истинная скорость и скорость фильтрации; (ρ_i – равновесная плотность жидкости), m_i , k_i , β_{li} , β_{si} и μ_i , – коэффициенты пористости, проницаемости, упругоёмкости жидкости, пласта и динамическая вязкость, χ_i – коэффициент пьезопроводности, $n=0$ и 1 соответствуют плоскоодномерной и радиально симметричной задачам.

Отметим, что принятые выше допущения для структуры зон фактически пренебрегают протяженностью областей, в которых происходит растворение и смывание твердой фазы. И тем самым эти области заменяются поверхностями разрывов для части переменных (скорости фильтрации, например) и параметров, определяющих фильтрационные характеристики (пористость, проницаемость, вязкость). Кроме того, в дальнейшем будем пренебрегать гидравлическим сопротивлением в этих областях и на границах между зонами потребуем условие непрерывности давления

$$p_1 = p_2 = p_{(12)} \quad (r=r_{(12)}), \quad p_2 = p_3 = p_{(23)} \quad (r=r_{(23)}).$$

Из закона сохранения масс для всей системы растворитель – твердая фаза в целом на границе между первой и второй зонами следует

$$\rho_1 m_1 \left(v_1 - \frac{dr_{(12)}}{dt} \right) = \rho_2 m_2 \left(v_2 - \frac{dr_{(12)}}{dt} \right) - \rho_s m v \frac{dr_{(12)}}{dt}, \quad (r=r_{(12)}), \quad (1.2)$$

где ρ_s – плотность твердой фазы. Запишем также уравнение сохранения массы растворителя на этой границе

$$\rho_1 m_1 \left(v_1 - \frac{dr_{(12)}}{dt} \right) = (1-g) \rho_2 m_2 \left(v_2 - \frac{dr_{(12)}}{dt} \right), \quad (r=r_{(12)}) \quad (1.3)$$

здесь g – массовая концентрация твердой фазы в растворителе в состоянии насыщения. Уравнения (1.2) и (1.3) записаны в линеаризованном приближении, принимая для плотностей жидкостей их равновесные значения. Отметим также, что учет изменения плотностей за счет повышения давления по сравнению с равновесным значением внесет ошибку порядка $\Delta \tilde{\rho}_i \ll 1$ ($\Delta \tilde{\rho}_i = \frac{\Delta \rho_i}{\rho_i}$, $\Delta \rho_i$ – максимальное изменение плотности из-за сжа-

тия). Соотношения (1.2) и (1.3) с учетом закона Дарси из (1.1) могут быть представлены в виде

$$\rho_1 \frac{k_1}{\mu_1} \frac{\partial p_1}{\partial r} - \rho_2 \frac{k_2}{\mu_2} \frac{\partial p_2}{\partial r} = m(\rho_2(1-v) + \rho_s v - \rho_1) \frac{dr_{(12)}}{dt},$$

$$\rho_1 \frac{k_1}{\mu_1} \frac{\partial p_1}{\partial r} - (1-g)\rho_2 \frac{k_2}{\mu_2} \frac{\partial p_2}{\partial r} = m((1-g)\rho_2(1-v) - \rho_1) \frac{dr_{(12)}}{dt}, \quad (r=r_{(12)}).$$

Для удобства в дальнейшем эти выражения преобразуем к виду

$$\frac{k_1}{\mu_1} \frac{\partial p_1}{\partial r} = -m \frac{(1-g)\rho_s v + g\rho_1}{g\rho_1} \frac{dr_{(12)}}{dt},$$

$$\frac{k_2}{\mu_2} \frac{\partial p_2}{\partial r} = -m \frac{g\rho_2(1-v) + \rho_s v}{g\rho_2} \frac{dr_{(12)}}{dt}, \quad (1.4)$$

$$(r=r_{(12)}).$$

На границе между второй и третьей зонами полагаем условие не-смешивающегося вытеснения. Тогда для этого условия, выражающего, что данная граница является и поверхностью контактного разрыва, можем записать

$$\rho_2 m_2 \left(v_2 - \frac{dr_{(23)}}{dt} \right) = \rho_3 m_3 \left(v_3 - \frac{dr_{(12)}}{dt} \right) = 0, \quad (r=r_{(23)}).$$

Отсюда с учетом закона Дарси из (1.1) имеем

$$\frac{k_2}{\mu_2} \frac{\partial p_2}{\partial r} = \frac{k_3}{\mu_3} \frac{\partial p_3}{\partial r} = -m(1-v) \frac{dr_{(23)}}{dt}, \quad (r=r_{(23)}). \quad (1.5)$$

В случае отсутствия твердых отложений в исходном состоянии ($v=0$) следует, что промежуточная область будет отсутствовать ($r_{(12)} = r_{(23)}$), и тогда получим известные результаты [3].

Если для зависимостей коэффициентов абсолютной проницаемости от «живой» пористости принять формулы Козеи–Кармана, то можем записать

$$k_1 = k_0 \frac{m^3}{(1-m)^2}, \quad k_2 = k_3 = k_0 \frac{m^3(1-v)^3}{(1-m(1-v))^2}. \quad (1.6)$$

Здесь k_0 - параметр, отвечающий за характерные размеры пор.

2. Плоскоодномерная задача ($n=0, r=x$). Пусть закачка растворителя происходит при внезапном повышении давления до некоторого постоянного значения p_e на границе пористой среды. При этом начальное давление в пористой среде равно p_0 ($p_e > p_0$). Отмеченные начальное и граничное условия могут быть записаны в виде

$$p_3 = p_0, (x > 0, t = 0), \quad p_1 = p_e, (x = 0, t > 0). \quad (2.1)$$

Эта задача имеет автомодельное решение, которое имеет вид

$$p_1 = p_e + (p_{(12)} - p_{(e)}) \frac{\int_0^\xi \exp(-\frac{\xi^{\circ 2}}{4}) d\xi^{\circ}}{\int_0^{\xi_{(12)}} \exp(-\frac{\xi^{\circ 2}}{4}) d\xi^{\circ}}, \quad (0 < \xi < \xi_{(12)}),$$

$$p_2 = p_{(12)} + (p_{(23)} - p_{(12)}) \frac{\int_{\xi_{(12)}}^\xi \exp(-\frac{\xi^{\circ 2}}{4\eta_2}) d\xi^{\circ}}{\int_{\xi_{(12)}}^{\xi_{(23)}} \exp(-\frac{\xi^{\circ 2}}{4\eta_2}) d\xi^{\circ}}, \quad (\xi_{(12)} < \xi < \xi_{(23)}),$$

$$p_3 = p_{(23)} + (p_{(0)} - p_{(23)}) \frac{\int_{\xi_{(23)}}^\xi \exp(-\frac{\xi'^2}{4\eta_3}) d\xi'}{\int_{\xi_{(23)}}^\infty \exp(-\frac{\xi'^2}{4\eta_3}) d\xi'}, \quad (\xi_{(23)} < \xi < \infty),$$

$$(\xi = x / \sqrt{\chi_1 t}, \eta_i = \chi_i / \chi_1 \quad (i = 2, 3)).$$

Используя эти решения на основе граничных условий (1.4) и (1.5), можно получить следующую систему трансцендентных уравнений для определения в автомодельных переменных координат границ $\xi_{(12)}$ и $\xi_{(23)}$ между зонами и значений давлений $p_{(12)}$ и $p_{(23)}$ на этих границах

$$\frac{k_1 (p_{(12)} - p_{(e)}) \exp(-\xi_{(12)}^2 / 4)}{\mu_1 \int_0^{\xi_{(12)}} \exp(-\frac{\xi^{\circ 2}}{4}) d\xi^{\circ}} = -m \frac{(1-g)\rho_s v + g\rho_1}{g\rho_1} \chi_1 \frac{\xi_{(12)}}{2},$$

$$\frac{k_2 (p_{(23)} - p_{(12)}) \exp(-\xi_{(12)}^2 / 4\eta_2)}{\mu_2 \int_{\xi_{(12)}}^{\xi_{(23)}} \exp(-\frac{\xi'^2}{4\eta_2}) d\xi'} = -m \frac{g\rho_2(1-v) + \rho_s v}{g\rho_2} \chi_1 \frac{\xi_{(12)}}{2},$$

$$\frac{k_2 (p_{(23)} - p_{(12)}) \exp(-\xi_{(23)}^2 / 4\eta_2)}{\mu_2 \int_{\xi_{(12)}}^{\xi_{(23)}} \exp(-\frac{\xi'^2}{4\eta_2}) d\xi'} = \frac{k_3 (p_0 - p_{(23)}) \exp(-\xi_{(23)}^2 / 4\eta_3)}{\mu_3 \int_{\xi_{(23)}}^{\infty} \exp(-\xi'^2 / 4\eta_3) d\xi'} =$$

$$= -m(1-v)\chi_1 \frac{\xi_{(23)}}{2}.$$

Из этой системы нетрудно получить два уравнения для определения $\xi_{(12)}$ и $\xi_{(23)}$ в зависимости от перепада давления Δp ($\Delta p = p_e - p_0$)

$$g \exp\left[\left(\frac{\xi_{(23)}^2}{4\eta_3} - \frac{\xi_{(12)}^2}{4\eta_2}\right)\right] = \frac{g\rho_2(1-v) + \rho_s v}{\rho_2(1-v)} \frac{\xi_{(12)}}{\xi_{(23)}},$$

$$\frac{(1-g)\rho_s v + g\rho_1}{g\rho_1} \frac{\mu_1}{k_1} \xi_{(12)} \exp\left(\frac{\xi_{(12)}^2}{4}\right) \int_0^{\xi_{(12)}} \exp\left(-\frac{\xi'^2}{4}\right) d\xi' -$$

$$- (1-v)\xi_{(23)} \frac{\mu_2}{k_2} \exp\left(\frac{\xi_{(23)}^2}{4\eta_2}\right) \int_{\xi_{(12)}}^{\xi_{(23)}} \exp\left(-\frac{\xi'^2}{4\eta_2}\right) d\xi' - \quad (2.2)$$

$$- (1-v)\xi_{(23)} \frac{\mu_3}{k_3} \exp\left(\frac{\xi_{(23)}^2}{4\eta_3}\right) \int_{\xi_{(23)}}^{\infty} \exp\left(-\frac{\xi'^2}{4\eta_3}\right) d\xi = -2 \frac{\Delta p}{m\chi_1}.$$

При этом значения давлений на границах между зонами можно определить из следующих выражений:

$$p_{(12)} = p_e - \frac{1}{2} \frac{\mu_1}{k_1} \xi_{(12)} \chi_1 m \frac{(1-g)\rho_s v + g\rho_1}{g\rho_1} \exp\left(\frac{\xi_{(12)}^2}{4}\right) \int_0^{\xi_{(12)}} \exp\left(-\frac{\xi'^2}{4}\right) d\xi',$$

$$p_{(23)} = p_0 + \frac{1}{2} \frac{\mu_3}{k_3} m(1-v)\chi_1 \xi_{(23)} \exp\left(\frac{\xi_{(23)}^2}{4\eta_3}\right) \int_{\xi_{(23)}}^{\infty} \exp\left(-\frac{\xi'^2}{4\eta_3}\right) d\xi'.$$

На основе полученных решений были проведены численные расчеты для системы, когда растворителем является керосин, а растворимая твер-

дая фаза – битум. Для такой системы при температурах $T=291$ К и 343 К, используя формулу Кендалла и данные, приведенные в [4], имеем следующие значения параметров: $g=0,6$ и $0,9$, $\mu_1=0,00137$ и $0,0007$ Па·с, $\mu_2=0,00745$ и $0,00093$ Па·с, $\mu_3=0,09391$ и $0,011$ Па·с, $\rho_1 \approx \rho_2 \approx 900$ кг/м³, $\rho_s \approx 700$ кг/м³. Для характеристик пористой среды примем следующие значения: $m=0,3$, $k_1=10^{-12}$ м², $\nu=0,5$. Тогда в соответствии с формулами (1.1) и (1.6) имеем $m_2=m_3=0,15$, $k_2=k_3=8,48 \cdot 10^{-14}$ м². Для величин коэффициентов пьезопроводности, используя вышепринятые значения параметров жидкости и пористой среды в разных зонах, получим $\chi_1 \approx 3,8$ и $7,45 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$, $\chi_2 \approx 0,06$ и $0,45 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$, $\chi_3=0,004$ и $0,032 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$.

Список литературы

1. Забродин П., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителем. – М.: Недра. 1968. – 224 с.
2. Ковалева Л.А., Серегин К.Н. Исследование неизотермического движения взаиморастворимых жидкостей в пористых средах // Вестн. Башк. ун-та. – 1996. – № 1. – С. 95-98.
3. Веригин Н.Н. Нагнетание вязких растворов в горные породы в целях повышения прочности и водонепроницаемости оснований гидротехнических сооружений // Изв. АН. Сер. ОТН № 5. – 1952. – С. 674-687.
4. Саяхов Ф.Л., Ковалева Л.А., Насыров Н.М. Изучение особенностей теплообмена в призабойной зоне скважин при нагнетании растворителя с одновременным электромагнитным воздействием // ИФЖ. – 1998. – Т. 71. – № 1. – С. 161-165.

УДК 532.1

Численно-экспериментальное исследование неньютоновских жидкостей

В.А. Жигарев*

*Научный руководитель канд. физ.-мат. наук А.В. Минаков
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

На практике во многих технических приложениях встречаются течения жидкостей в кольцевых каналах. Примером таких конструкций явля-

* © Жигарев В.А., 2014.

ются каналы теплообменных аппаратов, буровые колонны, подшипники скольжения, некоторые виды миксеров и др. Большой практический интерес представляют особенности течений в кольцевых каналах с неконцентрически расположенными цилиндрическими вращающимися поверхностями. Наиболее распространенным и важным примером таких течений является течение бурового раствора в нефтяных скважинах, которые можно описать кольцевым каналом с вращающейся внутренней трубой. В большинстве случаев буровые растворы являются неньютоновскими вязкопластическими жидкостями (типа бингамовских пластиков либо псевдопластиков), что сильно осложняет описание такого сорта течений. Несмотря на огромное количество теоретических, расчетных и экспериментальных исследований по ламинарным течениям в кольцевых зазорах, имеющийся материал не может в полной мере дать необходимую информацию о всех параметрах течения в требуемом широком диапазоне параметров буровой колонны и реологических свойств жидкости. Для эффективного и надежного управления процессом бурения критически важно иметь информацию о гидравлическом сопротивлении и структуре течения в скважине непосредственно в процессе бурения. В связи с этим необходимо иметь инструмент, способный с хорошей точностью в очень широком диапазоне параметров предсказывать эти характеристики.

Целью работы являлось численное моделирование течений жидкостей в скважине при колонковом бурении. Для достижения этой цели был создан численный алгоритм, основанный на методах вычислительной гидродинамики.

Для тестирования численного алгоритма была создана экспериментальная установка. Схема установки показана на рис. 1.

Экспериментальный стенд представлял собой замкнутый контур (рис. 1). В рабочий участок подавалась жидкость из бака 1 при помощи центробежного насоса 2.

Расход жидкости регулировался вентилями 3 и 4, контролировался при помощи расходомера 5. Далее жидкость попадала в рабочий участок 6 – трубу внутренним диаметром 0,46 см из органического стекла, длина которой составляла 34,5 см. Измерения перепада давления на участке трубы проводились манометрическим методом 7. К концам трубки были подведены шланги, соединенные с воздушным манометром. Путем изменения расхода мы измеряли перепады давления в зависимости от расхода в широком диапазоне от 0,01 до 2 л/мин.

Рабочая жидкость представляла собой два раствора на основе органического полимера с различными показателями n и k (n и k приведены в табл. 1).

Был проведен эксперимент, а впоследствии и численный расчет по измерению перепада давления в трубе для жидкостей с разными показате-

лями n и k , с целью изучения влияния показателей n и k на гидродинамику течения жидкости в трубе. С помощью манометрического метода измерены перепады давления на трубке при различных значениях расхода и для различных жидкостей. Результаты этого исследования использовались для сопоставления с результатами расчетов.

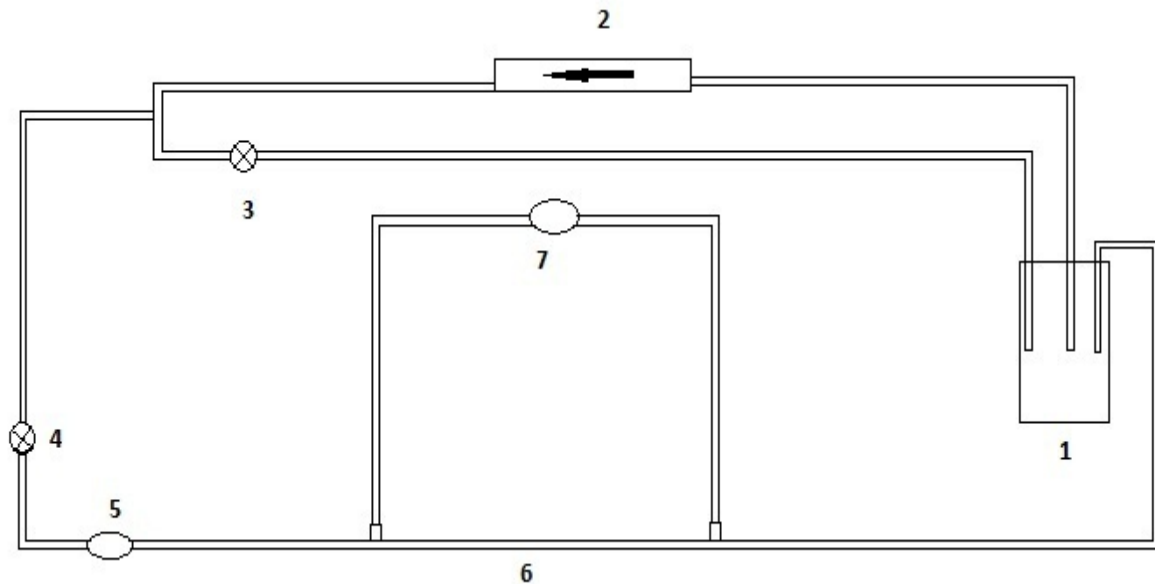


Рис. 1. Экспериментальная установка

Таблица 1

Реологические свойства экспериментальных растворов

	n	k
Первый раствор	0,4193	0,4538
Второй раствор	0,3838	0,6408

Результаты расчетов

На рис. 2 и 3 представлены полученные графики зависимости перепада давления от расхода для двух типов раствора с различными показателями n и k . Полученные зависимости показывают хорошее сопоставление расчетных данных с экспериментальными значениями и аналитическим расчетом. Данное исследование показало допустимость применения расчетного алгоритма для проведения расчетов перепада давления при бурении скважины колонковым способом.

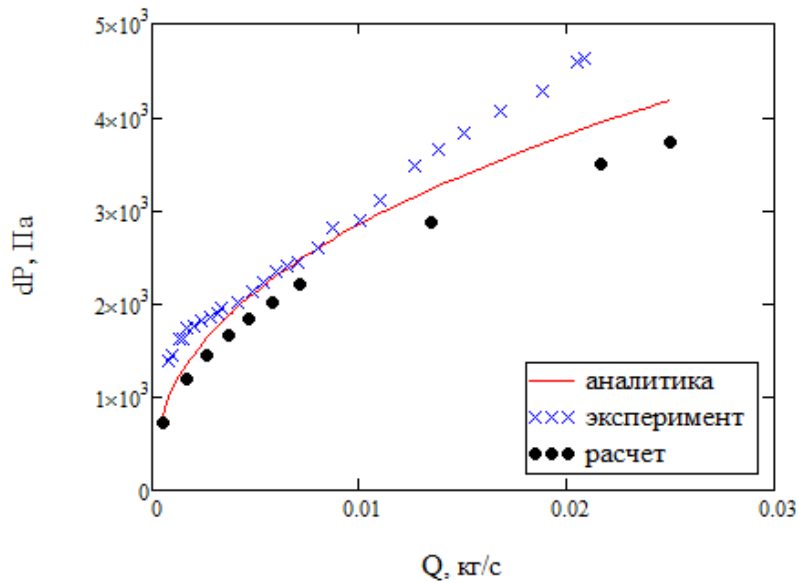


Рис. 2. Зависимость перепада давления от расхода для первого раствора

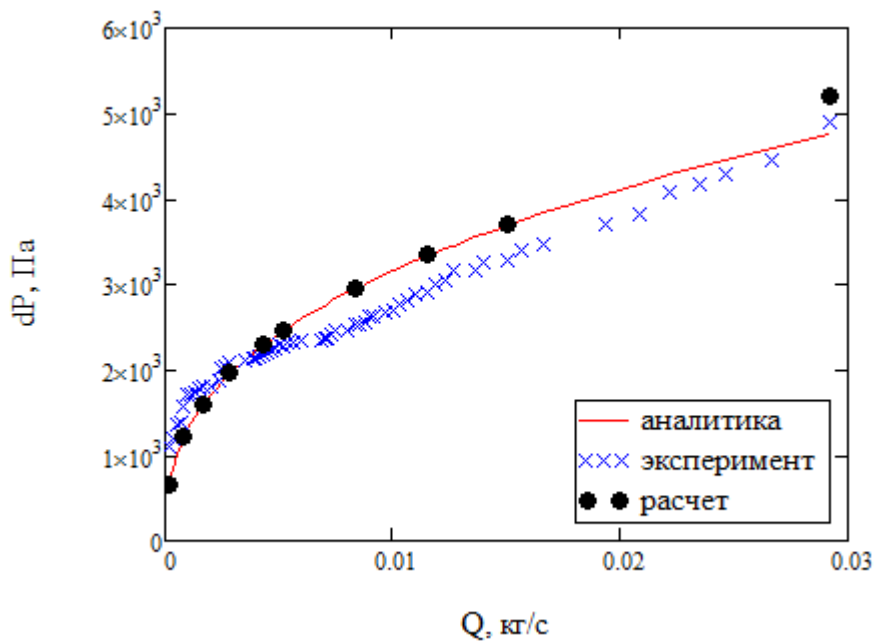


Рис. 3. Зависимость перепада давления от расхода для второго раствора

Список литературы

1. Ooms G., Kampman-Reinhartz B. E. Influence of drill pipe rotation and eccentricity on pressure drop over borehole during drilling // SPE Drill & Completion, 2000. – V. – 15. – N 4. – P. 249–253.
2. Escudier M. P., Gouldson I. W., Oliveira P. J., Pinho F. T. Effects of inner cylinder rotation on laminar flow of a Newtonian fluid through an eccentric annulus // Internat. J. Heat and Fluid Flow. – 2000. – V. – 21. – P. 92–103.

OIL GAS FIELD MACHINERY

УДК 621.818

Bayonet quick connection

I.S. Zinger*

Scientific supervisor candidate of technical science M.P. Homutov

Language supervisor: E.V. Tsigankova

Siberian Federal University

Quick Connection (QC) – joining element of hoses and various pieces of industrial equipment. Quick Connection provides quick connection environment. QC types are divided into:

- 1) QC with easy access (no valves)
- 2) QC with a valve on one side (unilateral locking)
- 3) QC with valves on both sides (bilateral locking).

Quick couplings can be made from different materials (aluminum, steel, brass, titanium, bronze, various metal alloys, and various plastic compositions).

Quick couplings are widely applied.

Couplings are used in:

- connecting pneumatic tools (screw guns, air blowing guns, paint spray guns, grinders, drills, etc.)
- refueling process fluids (brake fluid, coolant)
- supply of hydraulic fluid.

Quick couplings for design are divided into:

- Spout lever-latch mechanisms;
- Nut Rotta;
- Nut Storz;
- Bayonet;
- Push-in connection;
- Dry compound;
- Rupture coupling.

In this paper we will examine the bayonet connection in detail.

Bayonet connection – connection of parts quickly performed by axial displacement and rotation of one relative to another. Bayonet connection consists of two parts. There are different names for these parts. In most cases, the name applied «socket» and «plug», «coupling» and «adaptor», «mother» and «father», etc.

* © Zinger I.S., 2014.

Coupling and adaptor usually consist of:

- case;
- locking mechanism;
- elastomeric packing.

Principle of operation bayonet connection is diverse and depends on the type of coupling and adaptor.

Having considered the various designs options of quick bayonet coupling, we have designed a new connection (Fig. 1, 2).

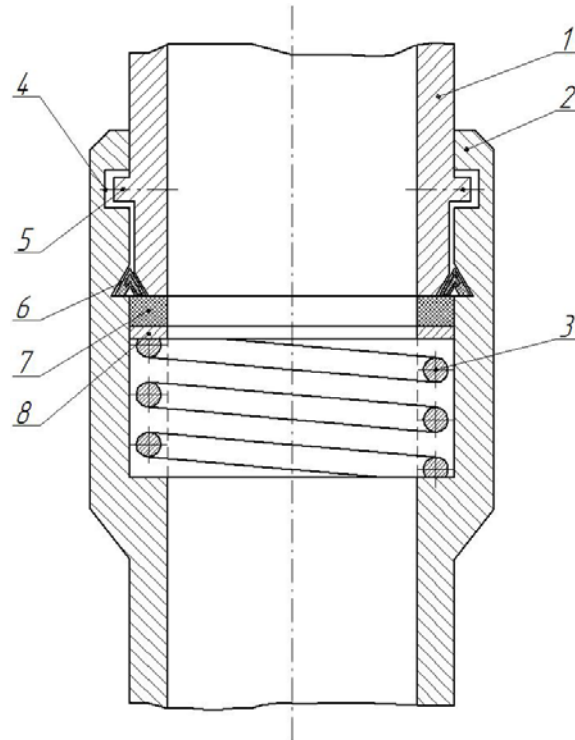


Fig. 1. 1 – Bow part; 2 – Engagement part; 3 – Spring; 4 – Slot; 5 – Arm; 6 – Ring elastic; 7 – Bearing; 8 – Ring metal

The invention relates to mechanical engineering and can be used to connect pipes and hoses of different diameters.

The compound works as follows. To assemble the bayonet connection bows part 1 is inserted into the engagement part 2 to the end, turning parts relative to each other, and the spring is compressed 3. The profile of each of the four slots 4 is in the form of oblique hook, so turning parts 1 bows accompanied her return translational motion, that is spring 3 is compressed and then somewhat weakened. Profile groove 4 is tilted to the compound accompanied by torsion parts for greater convenience. Secure fixation compound is only possible when each arm 5 reaches the end of each groove 4. Sealing is ensured by the fact that the elastic ring 6 is compressed axially and thus expands radially. Compression occurs by the force of the spring 3. Bearing 7 is designed to reduce the friction force when rotating parts 1 and 2. Reusable selected plain bearing made of poly-

tetrafluoroethylene PTFE. Metal ring 8 allows you to distribute the load of the spring 3 to 7 bearing throughout its area.

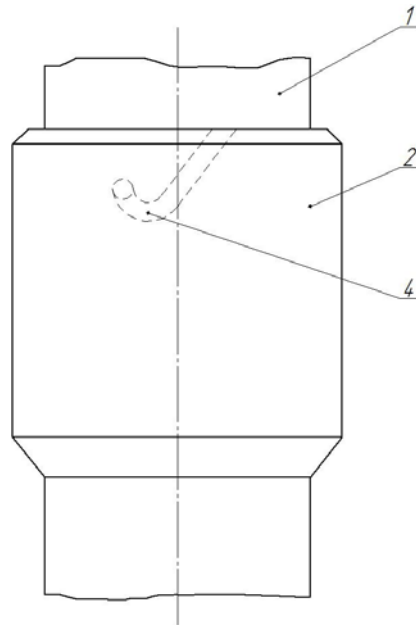


Fig. 2

The advantages of the invention are:

- Increased sealing;
- The possibility of inadvertent connection details;
- Simplicity of design allows you to place the assembly-disassembly as soon as possible;
- Assumes reuse.

УДК 735.29

Innovations in drilling bits to improve its life and the rate of penetration (ROP)

K.S. Tonkikh *

*Scientific supervisor doctor of technical science A.V. Mineev,
Language supervisor E.V. Tsigankova
Siberian Federal University*

A drilling bit is the cutting or boring tool which is made up on the end of the drill string. The bit drills through the rock by scraping, chipping, gouging or grinding the rock at the bottom of the hole. Drilling fluid is circulated through passageways in the bit to remove the drilled cuttings. The drilling engineer must

* © Tonkikh K.S., 2014.

be aware of the drillbits design variations in order to be able to select the most appropriate bit for the formation to be drilled. The engineer must also be aware of the impact of the operating parameters on the performance of the bit. The performance of a bit is a function of several operating parameters, such as: weight on bit (WOB); rotations per minute (RPM); mud properties; and hydraulic efficiency.

There are basically three types of drilling bit. These are Drag Bits, Roller Cone Bits and Diamond Bits.

Drag bits were the first bits used in rotary drilling, but are no longer in common use. A drag bit consists of hard steel blades shaped like a fish-tail.

Roller cone bits (or rock bits) are still the most common type of bit used worldwide. The cones provide cutting action by either steel teeth or tungsten carbide inserts. Rock bits are classified as milled tooth bits or insert bits depending on the cutting surface on the cones.

Diamond bits are divided into Natural Diamond bits and Polycrystalline Diamond Compact (or PDC) bits. The cutting action of a diamond bit is achieved by scraping away the rock. Despite its high wear resistance diamond is sensitive to shock and vibration. The major disadvantage of diamond bits is their cost (sometimes 10 times more expensive than a similar sized rock bit).

The major components of PDC bit design are Cutting Material, Bit Body Material, Cutter Rake, Bit Profile, Cutter Density, Cutter Exposure, and Fluid Circulation.

Cutting Material

Problem: PDC bit cutters were sometimes chipped during drilling due to internal stresses.

The improvement: Thermally Stable Polycrystalline – TSP – Diamond bits were introduced. These bits are more stable at higher temperatures because the cobalt binder has been removed and this removes internal stresses.

Fluid Circulation

Removing the cuttings efficiently and cooling the bit face may be satisfied by increasing the fluid flowrate and/or the design of the water courses that run across the face of the bit.

Problem: increased fluid flow may cause excessive erosion of the face and premature bit failure.

Solving: more than three jets are generally used on a PDC bit.

New Bits Speed Drilling In Unconventional Plays:

Rotating Cutter

Problem: With a traditional cutter, most of the cutting edge is fixed into the bit blade, which means that only a small part comes into contact with the

formation. In fact, more than 60 percent of the cutter's peripheral edge goes unused during the run. It does not seem optimal to have 360 degrees of diamond, but use only a portion of it.

Improvement: To use more, Smith Bits developed a mechanism that allows the cutter to rotate 360 degrees and suffer the most wear leads to dramatic improvements in durability. Rolling cutters have higher durability not only because they use more of the diamond edge, but also because they protect the diamond from heat.

Conical Element

Problem: the cutter at the center of the bit cut less efficiently than the ones at the outer edge. PDC bits drill by a scraping action, and it is difficult to scrape away the middle of a formation, in part because the bit's center rotates at a slower speed than the outer edge.

Improvement: Smith Bits research showed that crushing the central part of the formation is the best way to destroy it. To achieve that goal, they developed the Stinger conical diamond element, a thick and durable feature that can be placed in the center of the bit to fracture the central part of the hole, and then crush it. The Stinger element helps to centralize the bit and improves stability. It produces larger cuttings that make formation evaluation easier. In many applications Stinger element-equipped bits have delivered much greater ROP improvements.

Bit performance:

The performance of a bit may be judged on the following criteria:

- how much footage it drilled (ft)
- how fast it drilled (ROP)
- how much it cost to run (the capital cost of the bit plus the operating costs of running it in hole) per foot of hole drilled.

Since the aim of bit selection is to achieve the lowest cost per foot of hole drilled the best method of assessing the bits' performance is the last of the above. This method is applied by calculating the cost per foot ratio, using the following equation:

$$C = \frac{C_b + (R_t + T_t)C_r}{F},$$

where: C = overall cost per foot (\$/foot); C_b = cost of bit (\$); R_t = rotating time with bit on bottom (hrs); T_t = round trip time (hrs); C_r = cost of operating rig (\$/hrs).

This equation can be used for post drilling analysis to compare one bit run with another in a similar well, and for real-time analysis to decide when to pull the bit. The bit should be pulled theoretically when the cost per foot is at its minimum.

References

1. Белоусов В.С. Нефтяная промышленность: пособие для переводчиков/ Белоусов. В.С. – Архангельск, 2000. – 281 с.
2. Oil and Gas production/Martin S. Raymond and William L. Leffler
3. http://www.slb.com/resources/technical_papers.aspx

УДК 62-623

Plant for trapping vapors of oil and oil products

O.V. Archipova, A.V. Ivanova*

Scientific supervisor: doctor of technical science Y.N. Bezborodov

Language supervisor: lecturer E.V. Tsigankova

Siberian Federal University

The problem of emissions of oil and oil products is one of key questions in providing energy and ecological safety of the country. Much attention is paid to huge emissions of harmful vapors from oil and oil products and to losses of precious hydrocarbon raw material. At the same time annual nonrenewable losses of oil and oil products for Russia is equal mln ton. World statistical data state that the total loss of oil and oil products from evaporation varies in a range 0,5– 1,7% from the total volume of processed raw material.

While modern science and technology tend toward development and implementation of new alternative energy sources, oil is still the most important and widely used energy carrier all over the world.

Special attention should be paid to losses of oil products during technological processes. During storage, transportation, swapping, and application of oil fuels we can observe their significant losses caused by hydrocarbons evaporation.

Control of oil and oil products losses nowadays is stipulated by will to use hydrocarbon raw material more effectively. Oil products losses control is one of the most important ways to safe fuel-energy resources, which play leading role in economics development. Elimination of hydrocarbons losses in a result of evaporation may save up to 20% of oil products and money as well.

Problem forming negative impact of filling stations on environment is revealed much greater than comparing to other storages of oil products. It is explained in a following way: From one hand filling stations are displaced in large cities with high density of buildings and high concentration of motor transport; from another hand emissions at filling stations take place at height just 2 – 3 m above the ground. Independently on the source of loss hydrocarbons get into the

* © Archipova O.V., Ivanova A.V., 2014.

atmosphere, they negatively influence environment and human health in particular.

Known that from the moment of tank truck filling with oil product at petroleum storage depots up to its distribution in fuel tanks of auto transport at filling stations it is lost 0,64% of fuel in a result of evaporation [1].

Losses at filling stations take place during filling-discharge operations in reservoirs (“big breathing”), fuel storage in reservoirs (“small breathing”), filling of auto transport fuel tanks through fuel distribution pump and also in a result of spillages and disturbances in hermeticity of pumps, refueling hoses, absence of tightening gaskets [2].

Situation with emissions of oil and oil products is intensified by significant deterioration of equipment, which is used in oil and gas industry. Only small part of tanks is equipped with pontoons and floating roofing. Park of railway and truck cisterns and filling discharge equipment is already out of date as well.

Gasoline needs to evaporate easily to burn properly in an internal combustion engine. But this property also means it evaporates easily into the atmosphere at ordinary temperatures and pressures.

Fuel losses from evaporation (natural losses) lead to worsening of fuel exploitation characteristics, such as triggering and antiknock stability, which limits technical resource of engines of transport means. Damage, made by these losses, is not only decrease of fuel resources quantity and cost of losing products, but it is also negative ecological consequences, which are a result of environment pollution by oil products.

Hydrocarbon emissions react with other compounds in the atmosphere to produce photo-chemical smog. Hydrocarbons are a major source of motor vehicle emissions.

High concentration of hydrocarbons in air cause increased morbidity disturbances of respiratory system, functional changes of nervous system and other health disturbances. Considering the problem of oil products losses we came to conclusion that it concerns all spheres of human activity. That is why this problem requires a complex approach to its solution [1].

Invention relates to oil-and gas industry. Proposed plant comprises refrigerator, pipeline connected with tank vapor zone and refrigerator, pump, shutoff valves and accessories and connection pipelines. Note here that refrigerator is composed of vapor-air mix condenser communicated with refrigerator and comprises cylindrical body with outer heat insulation. Said body accommodates coaxial one or several hollows baffles composed of sleeves. Coolant pipeline is coiled outer surface of every said sleeve at staggered pitch to make vapor-air flow swirl to create centrifugal forces and optimum contact with cold surface. Ends of pipeline are rigidly fixed at bottom of said body having coolant inlet and outlet pipes, connected with refrigerator. Vapor-air mix condensate collection

tank equipped with water header with drain valve. Pipeline with valve is connected to said tank to communicate the latter with pump of tank. Body top is tightly closed by cover fitted with vapor-air mix feed union to feed said mix from tank and union to discharge clean air to drain tank. Note here that refrigerator housing accommodates pressure and temperature gages connected with instrumentation and refrigerator control unit.

Effect: higher quality of oil products, better ecology [3].

Venting of such vapors is essential to prevent possible rupture of the storage tank due to the extremely high vapor pressure which can occur, particularly with relatively highly aromatic hydrocarbon fuels such as gasoline. However, it is also essential that the vapors be captured in order to avoid polluting the atmosphere in the vicinity.

Accordingly, the present invention provides a means of recovering such hydrocarbon vapors, and is particularly well adapted for use with stationary fuel storage tanks and the like, as commonly installed at refineries, tank farms, etc.

Thus, it is a principal object of the invention to provide an improved vapor recovery system for the recovery of volatile organic compounds, which vent from hydrocarbon storage tanks and the like. This invention is inexpensive, dependable and fully effective in accomplishing its intended purposes.

If we consider the advantages of installing plant from the economic side, of course, it saves a significant portion of money. It is very important to mention that well-known idiomatic expression “to throw money down the drain”, and in our case – in the atmosphere. Generally, presenting this plant, we solve a number of problems, which are directly connected with the environment conditions of the city Krasnoyarsk and its residents. Given invention has been subjected to a number of experiments. The plant for trapping vapors of oil and oil products showed their true effectiveness, a few liters of gasoline were caught (tests have been carried out at zero environment temperature), otherwise hydrocarbons could simply evaporate harming ecology. It is significant to underline the fact that caught condensed vapors can be used as a high-grade fuel. Thus obtained fuel does not yield in terms of fuel produced by refineries. Moreover, this fuel exceeds the physico-chemical properties of fuel produced by refineries, because first of all the lightest fraction evaporate.

Today man is both master and slave of petroleum. We shouldn't only consume natural resources, but to protect and save them for the future generations.

References

1. Oil & Gas Vapor Recovery Systems | PetroGas Systems [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://petrogassystems.com/technology/vapor-recovery>.
2. Бронштейн И.С., Вохмин В.Ф., Губин В.Е., Ривкин П.Р. / Выбор технических средств для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения

из резервуаров и транспортных емкостей: методическое пособие. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. – 1969. – 169 с.

3. Пат. № 2496559 РФ МПК В01D 53/75. Установка для улавливания паров нефти и нефтепродуктов / Ковальский Б.И., Юдин А.В., Безбородов Ю.Н., Шумовский И.А., Рунда М.М. Опубл. 27.10.13.

УДК 622.323

Top-Drive Drilling Systems: Hydraulic vs. Electric

A.A. Gordetsov, M.V. Bobyr *

Scientific supervisor: candidate of technical science P.M. Kondrashov

Language supervisor: E.V. Tsigankova

Siberian Federal University

Since 1982 over 300 Top Drive systems have been installed worldwide, on virtually every type of drilling rig. An ongoing debate centres on the prime mover for rotating the drill pipe. Should it be "electric" or "hydraulic"?

The purpose of this paper will be to provide a detailed comparison of both systems, outlining the advantages and disadvantages of both. Details of the designs, installation requirements, efficiencies, actual field performance and relative cost comparisons to install and operate will be presented.

The results presented will show the relative merits of each system and technically compare the overall operational aspects of each system as reflected in the current drilling environment we are experiencing today. The data presented will provide the potential user with the necessary information to evaluate an application and select a system.

Introduction

Top Drive drilling systems have become the predominant method for drilling most offshore wells in the 1990's. With their continued development from the power swivels of early days to the full fledged drilling systems available today, we have witnessed a number of improvements.

The significant feature that separates the systems of today from early power swivels is the use of a torque wrench to allow stands to be broken out at any point in the derrick.

Continued development of these Over head Drilling Systems now provide the user with an integral swivel, saving weight and valuable system length, a variety of built in torque wrench devices that allow pipe to be easily broken out during back reaming operations, remote operated safety valves, greatly adding to

* © Gordetsov A.A., Bobyr M.V., 2014.

operational flexibility and safety and now a variety of gear ratios, dual speed transmissions and even multiple motor capability is offered. With four major manufacturers offering these over head drilling systems, a choice is available in the source of the prime mover to rotate the pipe, both electric and hydraulic driven systems are available. The purpose of this paper is to present both systems, evaluate their advantages and disadvantages and provide the user with a comparative update of the equipment on the market today.

Power ratings of hydraulic motors versus electric motors

The question of the proper size of hydraulic motor to replace an electric motor arises frequently, this is often a confusing and misleading problem, as electric motors are not rated on the same basis as hydraulic motors, and the difference between the two methods of rating must be taken into account in making the selection.

Electric motors will develop as high as 250 % over their rating for short periods at least, and many cases have been known where 120 to 150 % were carried continuously. The rating of electric motors is there for every conservative. Also electric motors have a large reservoir, in the power lines, from which to draw energy.

On the other hand, hydraulic motors are limited by the force available from the power unit. This is so much and no more. In other words, it is not a case of flexibility in the source of power as with the electric motor. There is no excess energy to draw from.

Electric motor starting torques are as high as 500 % of normal while most hydraulic motors have starting torques of about 80 % of normal running torque. This means that the pressure required for running must be multiplied by 125 % when calculating power unit requirements.

The practice of rating hydraulic motors is not so conservative, as these motors are rated at the maximum that a motor in perfect condition can develop in the laboratory.

Furthermore the power developed by a hydraulic motor decreases with higher fluid temperatures and lower viscosity. Hydraulic motor power curves, to be comparable, must therefore be made at certain standard temperatures and viscosity.

As every piece of equipment should be operated with a certain factor of safety, an allowance of 25 % should be made to allow for losses due to starting torque conditions. The result is as follows, taking as an example an electric motor and a hydraulic motor, each rated at 10 horsepower.

The electric motor can be expected to deliver up to 50 % in excess of its rating, or 15 horsepower, while the hydraulic motor should not be expected to deliver, continuously, over 80 % of its rating, which gives a net of 8 horsepower.

This means that according to the present practice of power ratings, a hydraulic motor should be selected with about twice the rating of the electric motor which it is to replace.

This should, in no way, be considered as reflecting adversely on the hydraulic motor. It is simply a condition brought about by two entirely different methods of rating the power of these units.

Equipment overview

Currently available on the market today is a variety of both electric and hydraulic powered overhead drilling systems. In general principle we will limit our discussions to manufacturers who have actually designed and supplied equipment to date.

In the hydraulic equipment side, both single and multiple hydraulic motor versions of equipment are available.

The basic design features an integrated swivel, single gear ratio transmission driven by either a large single variable displacement axial piston type motor or four smaller motors of similar design.

This design feature is what separates the approach taken by the two designers. In the case of a single hydraulic motor, the entire flow and pressure from the hydraulic power unit is directed through the single motor to produce the desired torque or speed characteristics. Since speed is a function of the flow rate, the flow must be increased or decreased to provide the required drilling speed. As additional torque is required the pressure must be subsequently increased to provide the additional force.

The hydraulic power unit to drive this equipment is composed of a main hydraulic unit for drillstring rotation and a secondary power system for auxiliary functions.

The main power unit can be driven by a 872 kW (1170HP) DC motor driving a single, variable volume pump. This system is capable of 350 bar (5000 psi) maximum working pressure and a maximum flow rate of 1600 L/min (400 GPM). These two parameters would not occur simultaneously and are limited by the INPUT horsepower available.

The auxiliary power is supplied by twin pumps driven from a common shaft 45 kW (60 HP) AC motor. This arrangement provides an HP circuit of 210 bar (3000psi) at 40 Umin (11 GPM) and an LP circuit of 110 bar (1500 psi) at 120 L/min (30 GPM). There is additionally a pump feeding circuit. The overall capacity of the reservoir on the hydraulic unit is 1500 Litres (400 GPM) and weighs 8500 kg (19,000 lbs) without oil.

In the case of the multi motor design four axial piston bent axis hydraulic motors are utilized to rotate the drive shaft. This design approach allows the use of smaller motors that ~reconnected in parallel to achieve the desired torque speed characteristics.

The circuit design uses four (500 cm³/rev) fixed displacement motors connected in parallel. It is for this reason that a sequence control system is required to provide multiple flow paths connecting from two, to all four motors to the source of hydraulic power. This is accomplished using four pilot operated direction control valves.

A consideration for hydraulic motors to prevent cavitation is to supercharge the outlet with a positive pressure of 1.4 bar (20 psi). This is accomplished through the use of a separate supercharge pump loop. The net effect of this pressure is to reduce the overall delta pressure available to the motor system to 330 bar (4700 psi), while protecting the pumps from cavitation. The hydraulic unit utilized to power this system is composed of a main power and control power systems. The main power unit is driven by four 230 kW AC motors driving variable displacement axial piston pumps. The replenishment/filtration circuit is comprised of two 10 kW AC motors driving fixed displacement gear pumps. Only one pump is required for normal operation. The auxiliary system is a 55 kW AC motor with a variable volume pump. This pump system supplies hydraulic power to the auxiliary (non drive) related systems.

The system provides for oil filtration to 12 micron absolute on the pressure side and 6 micron absolute on the return side. A water to oil heat exchanger is provided for cooling purposes.

The electric driven machines offer much diversity as well. A number of manufacturers of hydraulic machines additionally offer electric versions but two manufacturers have clearly made their position, to only offer DC electric machines.

The power source for these electric machines revolves around the industry proven series or shunt wound dc drilling motor. The early electric Top Drives were based on the railway traction motor and later the 740 kW (1000 HP) drilling motor. The present systems use the newly introduced high torque motor capable of 872 kW (1170 HP) on a continuous basis. This motor has become the standard offering by most manufacturers.

The designs of the electric top drives fall into basic categories; single and two speed mechanical transmissions and single or dual motor drives.

The basic design features of the electric driven top drive are similar to the hydraulic ones. They feature an integral swivel design and gear reduction with ratios varying from 5.33 to 1 to 6.83 to 1. The two speed models available feature a low gear and high gear ratio to provide both high torque and high speed options. This feature provides a flexible torque output while lowering the required input power.

In the case of the dual motor machine, two, high torque shunt wound motors drive a single 5.33 to 1 ratio gearbox. This design provides the maximum torque and speed available of any machine today with the redundancy of two separate motor systems.

The principal of operation of the electric top drives is to utilize the SCR for supply of DC power to the drilling motor and auxiliary AC and control circuitry for the ancillary functions. These systems require air or hydraulic power as well to operate.

The power supply for these machines is the rig SCR system. These systems are typically capable of 750 volts dc and 1600amps which is more than adequate for the 1240 amp continuous current rating of the high torque motor. An additional, normally 20 HP AC blower motor is utilized for cooling and a small AC powered lubrication pump as well, on some models. Control circuitry is supplied to conventional solenoid valves for system functions.

There are a number of differences between these machines that are inherent in the design. By virtue of the hydraulic motor being explosion proof the hydraulic Top Drive does not require any purge systems as is the case of the electric powered machine. Its cooling fluid is hydraulic oil, which require heat exchangers to be relocated from the unit itself to the hydraulic unit or other equipment room. The electric machines currently in use, all use air as their cooling medium, and where regulations dictate, utilize onboard water to air heat exchangers. A remote mounted air system is gaining popularity as well, due to its simplicity. This system draws air from outside the hazardous area and blows the air through a flexible hose attached to the Top Drive.

Efficiency

As we evaluate the two methods of rotating the drill pipe one must consider the basic efficiency of the electric prime mover against the hydraulic motor. The basic hydraulic energy transfer system is composed of the following components as represented below.

AC INPUT-AC MOTORS-HYD PUMPS-LINES-HYD MOTORS-GEARBOX-DRILL STRING

The electrical energy transfer system is composed of the following components as represented below.

AC INPUT-SCR-CABLE-DC MOTOR-GEARBOX-DRILLSTRING

On the surface as we compare the systems, we can only identify one additional component in the hydraulic system which would lead to an overall reduced efficiency. But, the results are related to the form of the energy and the number of times energy changes its form. As we analyse the hydraulic system we see electric al energy changing to rotating shaft energy, converting to fluid energy, frictional energy in the transmission lines, back to rotating shaft energy and through the gearbox to the drill string. This results in three form change sand a significant loss of input horsepower in the form of heat throughout the system. The overall system efficiency based on a four motor and pump system can be calculated as follows:

$$1.00 \times (.97) \times (.88) \times (.95) \times (.885) \times (.98) = .70$$

In the case of the electrical system we maintain the form of electrical energy up to the DC motor,

although changed to DC, where it converts to rotating shaft energy and likewise through the gearbox. The overall efficiency of this system can be calculated as follows:

$$1.00 \times (.99) \times (.99) \times (.95) \times (.98) = .91$$

The net result of these comparisons show the electrical system is much more efficient, by nearly 21 %. This efficiency when considered as an annualized energy cost would amount to a significant additional fuel expenditure to generate the additional electricity required.

Table 2 provides a comparison of typical torque speed curves for both electrical and hydraulic systems. These curves reflect the fundamental efficiency advantage the electric drive has. With 872 kW power input, they are under each electric curve is greater than the corresponding area for the hydraulic machine with 920 kW input. The case of the single hydraulic motor system when plotted is significantly less than the multiple motor system. This is noted in Table 1 by comparing performance values.

Installation

The requirements to install either a hydraulic or electrical Top Drive are quite similar in that both systems require the same basic components.

Both systems require guide rails and electrical control cabling to operate the equipment. Both systems likewise require fluid piping. Where the electric systems use low pressure small diameter piping, to supply air, water for cooling on some systems or hydraulic accessory power, the hydraulic machine requires large diameter, nominal 97 mm high pressure piping, for its main supply. The electric top drive uses dc cabling to replace this piping.

The current users of these systems indicate that the installation of piping is time consuming and costly when compared to cabling and that the flushing requirements of the new hydraulic systems cannot be over emphasized. Both systems typically utilize hydraulic power units. In the case of the hydraulic driven machine the unit is quite large in size, one system measuring 4170x2670x2230 (mm) and weighing over 11,000 kg. This can present a deck space problem on retrofit applications or on small platforms. In the case of the electric driven machines only a small hydraulic unit is required for auxiliary functions, if an existing source of hydraulics is not already available. This might typically measure 1200 x 968 x 1650 (mm) and weigh 1700 kg. Some models will be offered that require no hydraulics at all, using pneumatic power to operate auxiliary functions.

Reliability

The question of reliability of dc electric motors and the ability of our industry to maintain and repair them is well documented.

The key to reliability of the hydraulic system is cleanliness. For a high pressure hydraulic pump to survive it must live in an environment of oil that is clean, clean, clean! Just how clean? It should have dirt particles in it no larger than 10.0 microns and a concentration of no more than 11 in a 100 millilitre sample. This is defined as a class 3 environment.

Contrary to common belief the oil that comes out of a new drum is not clean enough for a high pressure system to operate on. Proper filtration of all circuits is another key to reliability. A properly designed hydraulic system should contain filters that are sized properly and located in a position to protect vital components from contamination.

A properly designed hydraulic system should include the best available filtration in both high pressure and return systems as well as a reservoir that will maintain a clean oil system when established.

Advantages/disadvantages

The hydraulic system offers the advantage of reduced weight of the actual Top Drive itself. Although this weight savings in the derrick is offset by hydraulic power unit weight and reduced variable deck loading.

By design it is inherently explosion proof, but adds the risk of a pollution hazard due to its high volume and high pressure requirements.

It is capable of stalling for very long periods which may give it an operational advantage during jarring or stuck pipe situations. It is felt that the installation of large hydraulic standpipes is costly and more time consuming than installation of DC cable.

The smaller size and weight of a hydraulic motor would facilitate and easier change out, in the event of a motor failure. The multiple pump/motor design would offer an additional degree of flexibility as well.

The use of a common reservoir, which would become contaminated if a high pressure pump failed is, a serious drawback to the system. Continued use without complete filtration would cause a premature failure of the other pumps.

Common use of a complete hydraulic package would allow the central hydraulic unit to support other equipment resulting in savings.

The electric machines offer greater model options, more horsepower, a wider experience base and a significant efficiency advantage.

The cleanliness of the power form minimizes the chance of a major oil spill and lends itself toward the zero discharge requirements of new contracts. It requires overall, less total space on the drilling rig and maximizes valuable deck space and loading. Installation of electric machines are inherently easier due to the experience base of a typical rig crew (electricians & mechanics). Few rigs have experienced hydraulic personnel.

Due to its inherent design it requires an onboard cooling system to meet explosion proof requirements. This adds to the complexity and hampers maintenance.

Prospective lines of ram-type blowout preventers development

A.A. Shcherbanuyk*

Scientific supervisor: senior lecturer S.N. Pushchaev

Language supervisor: E.V. Tsigankova

Siberian Federal University

Blowout preventers are installed on the wellhead in the process of drilling or work over. The main task of blowout preventers – wellhead sealing with or without tubes in it to prevent inadvertent discharge from oil or gas wells, otherwise called overshoot [1; p. 212].

Ram is main sealing preventer element. The functions performed by specific preventer, depend on what type of plate installed in it at the moment. Pipe rams are designed to seal the well in the presence of her pipes, blind rams overlap well, in which there are no pipes. There are also shear rams, which can cut the pipe and block well. They are a kind of blind rams. Preventer with blind rams is mounted on the wellhead below preventer with pipe rams. In dual preventers blind rams are mounted below pipe rams [2; p. 321].

Blowout preventers main characteristics are bore diameter, operating pressure, the diameter of the sealing pipes, dimensions, weight [3; p. 65].

In today's oil and gas industry, the most common blowout preventers are made in Russia, USA, China, Canada and France.

This report reviews the Russian inventors' patents concerning blowout preventers, published within the last ten years in order to identify the most promising areas of this type of equipment in the near future. For clarity and ease of analysis all of the patents are listed in the table. Six technical problems have been chosen as the criteria for studying of inventions often found in the Russian patents concerning blowout preventers for the last decade.

Comparative analysis of the patents shows the fact that in nine out of ten of the present inventions reliability improves in comparison with the prototype. Also, reduction in the complexity of the operation and expansion of preventers' functionality are noticed. These problems are solved in eight out of ten patents. Simplification of design and management of preventer occur more rarely above stated objectives, however in more than half of the submitted patents such problems are solved. The main or one of the main technical results of the invention is a reduction of preventers' dimensions.

* © Shcherbanuyk A.A., 2014.

Table 1

Comparative analysis of blowout preventers' patents

Patent number	Reliability	Dimensions	Design	Functionality	Operational complexity	Control
Patent RU №2445444	Increases	Reduced	Simplified	Expands	Reduced	Simplified
Patent RU №2411345	Increases	Do not change	Simplified	Expands	Do not change	Do not change
Patent RU №2382169	Increases	Do not change	Complicated	Do not change	Reduced	Simplified
Patent RU №2264528	Increases	Do not change	Complicated	Do not change	Reduced	Do not change
Patent RU №2261980	Increases	Do not change	Complicated	Expands	Reduced	Simplified
Patent RU №2243356	Increases	Do not change	Simplified	Expands	Reduced	Simplified
Patent RU №2241113	Increases	Increase	Simplified	Expands	Reduced	Complicated
Patent RU №2239694	Increases	Reduced	Simplified	Expands	Reduced	Simplified
Patent RU №2237795	Increases	Reduced	Simplified	Expands	Reduced	Do not change
Patent RU №2203387	Reduced	Reduced	Complicated	Expands	Increases	Simplified

Let us consider the patent RU2445444, which is today one of the newly published patents of blowout preventers. The invention on which the patent has been obtained, is a modernization of the BOP, patent RU2239694 which is also presented in this report. Modernization of control concerns rams 9 of preventer and its locking element 6, which covers the vertical through-hole 4 in the absence of down hole equipment in it, and also the design of the locking element and are generally aimed at improving the safety and reliability of the BOP. The essence of the modernization is to equip prototype having only manual control with hydraulic rams and the locking element, which can significantly increase the speed of the BOP, which in its turn has a positive effect on the safety of repair work on the well. It should be noted that modernization gives the possibility, if necessary, to use manual control of the locking element 10 and rams 27. Also, as mentioned above, the locking element itself is subjected to upgrading: it is not cylindrical, as a prototype, it has a spherical shape, and its seal 12 is positioned in the bore 13 of the housing, whereby it is not subject to destruction, the probability of which is large enough for the seal 8 prototype placed in grooves of the cylindrical surface 7 of the closing element and, accordingly, along with it intersecting the vertical bore zone 4 where edges cut is possible at the intersection of sealing surfaces. Consequently, the streamlined design of the locking element increases the reliability of the BOP.

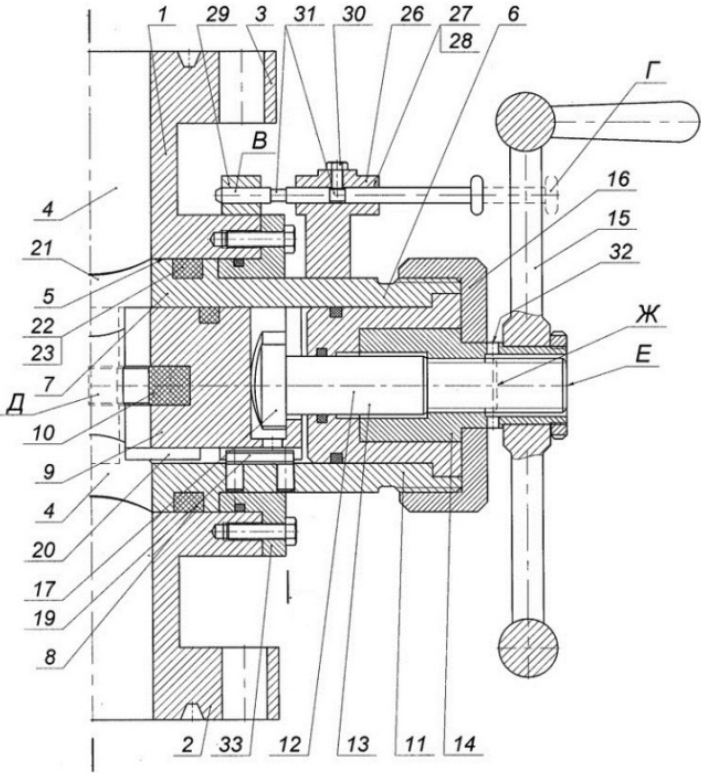


Fig. 1. Patent RU2239694. Overall sectional view

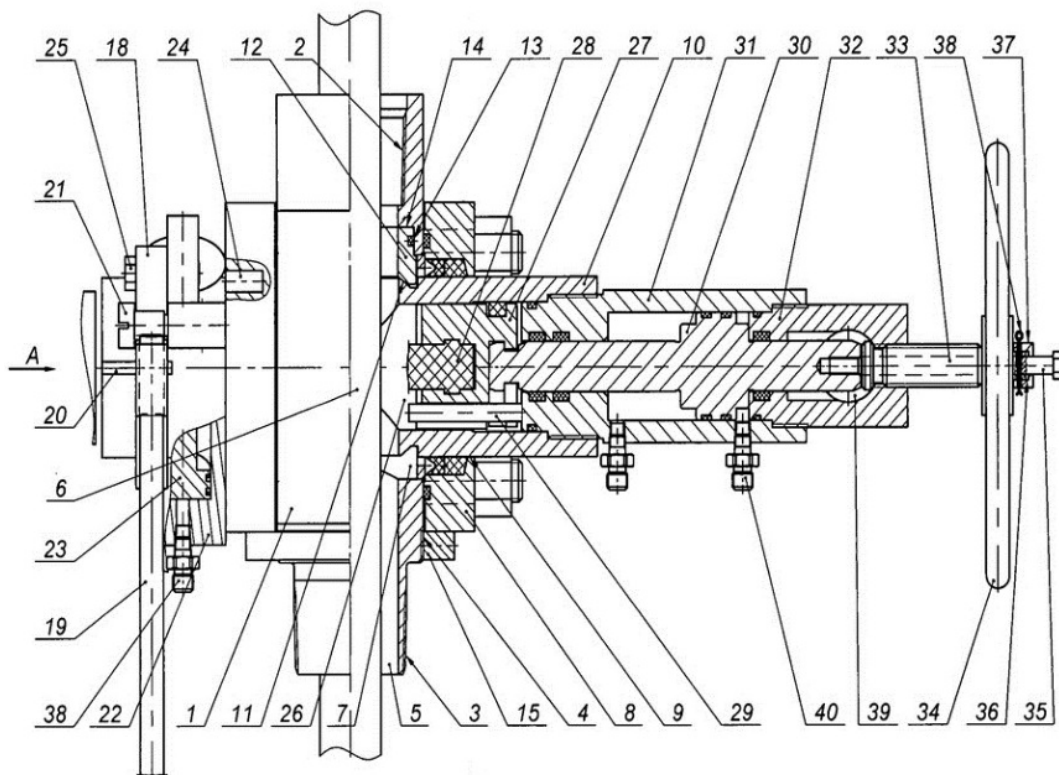


Fig. 2. Patent RU2445444. Overall sectional view

Also it should be stressed that the prototype and accordingly modernization are aimed at downsizing of preventers, it is achieved with the introduction of the above mentioned locking element, which allows not using dual preventers or BOPs with a set of additional blind rams.

Having analyzed the Russian patents of blowout preventers, having studied the design of proposed inventions and technical tasks that should be solved by these inventions; we have determined that the main promising development direction of ram-type preventers' structures is to increase their reliability, which directly influences on preventers' safety. It should be noticed that the problem of operation complexity reducing and extension of BOP functionality as well as improving reliability focus on safe well construction and repair, which are provided by preventers.

References

1. Abubakirov V.F. Drilling equipment: 2 vols. Nedra, 2000. 762 p.
2. Lesetsky V.A, Illsky A.L. Drilling machines and mechanisms: Moscow: Nedra, 1980. 391 p.
3. Muravenko V.A, Muravenko A.D. Equipment blowout: review of technical information / Izhevsk.: IzhGTU, 2005. 168 p.

Cuttings re-injection

V.S. Loginov *

Scientific supervisor: candidate of technical science

P.M. Kondrashov

Siberian Federal University

As environmental legislation becomes tougher, exploration and producing companies are forced to use modern methods of disposal of drilling waste. There are many methods, but the most interesting is the Cuttings Re-Injection. Cuttings Re-injection is the removal of drilling waste by pumping them into the formation. Recently, this method is especially attractive for oil and gas companies, as it has a number of advantages, such as:

1. Zero discharge: it means that nothing is left on the surface;
2. Total operator control: as the re-injection is used at the drilling site, operators can fully control the whole process of operation.
3. Worldwide application: CRI technology can be used anywhere in the world; CRI operations were conducted in the North Sea, Africa, Asia, Alaska and so on.
4. Favorable economics: CRI technology is often the most cost-effective.

Drilling waste are injected into the formation through an engineering-determined injection well. They are injected at a pressure high enough to continuously fracture the formation. When injection stops the pressure decreases, the slurry flow stops, and the solids are trapped in place in the induced fractures.

Cuttings Re-Injection can be performed with drilling or production operations at the same time using one of the well annuli. A dedicated injecting well can also be utilized by collecting materials from different wells and injecting them into the designated well. The three most popular injector options are shown in Figure 1. The operator selects a required option on the results of engineering research.

Types of materials which can be injected into the formation depend on local legislation, for example, it may be:

- Slurrified cuttings;
- Crude-oil-contaminated cuttings;
- Lube oil;
- Rig drain fluids;
- Waste mud;
- Some of radioactive materials.

* © Loginov V.S., 2014.

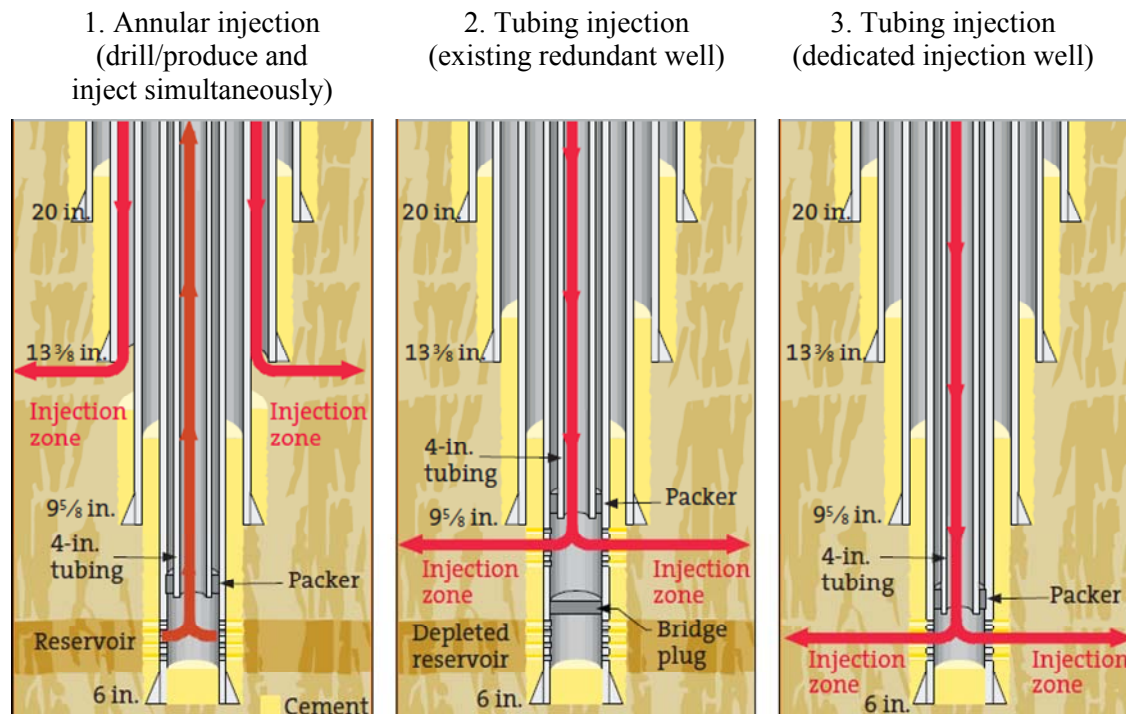


Fig. 1. Options for injecting cuttings (M-I SWACO)

To ensure high quality operations experts analyze the potential injection well and make the plan of injection. Pre-operation analysis includes:

- Geology review;
- Selection of injection zone;
- Hydraulic fracture simulations;
- Well design;
- Operational procedures development;
- Injectivity tests design;
- Risk identification;
- Mitigation options.

From this information companies develop a comprehensive implementation plan for the CRI procedure.

Operation monitoring. Throughout the Cuttings Re-Injection operation, companies use equipment to collect data in real-time to control critical factors:

- Injection rate;
- Injection pressure;
- Slurry properties (density and viscosity);
- Breakdown pressure;
- Closure stresses.

Critical factors for planning a successful CRI operation. In the CRI process we can distinguish 5 basic components for a successful operation:

1. Slurry containment. Containment of injected slurry is a very important factor. Target formations must be selected carefully, ensuring they are covered with sufficient cap rock to ensure that slurry cannot migrate to the surface.

2. Slurry rheology. The slurry must have a uniform consistency and possess the correct carrying and suspension characteristics to prevent solids dropout. Poorly designed slurries can lead to line blockages, packed annuli or fracture bridging.

3. Particle size. Too big particles may cause the plugging of fractures.

4. Surface injection system. A successful CRI operation requires a system capable of delivering the required fluid volumes downhole at adequate pressures.

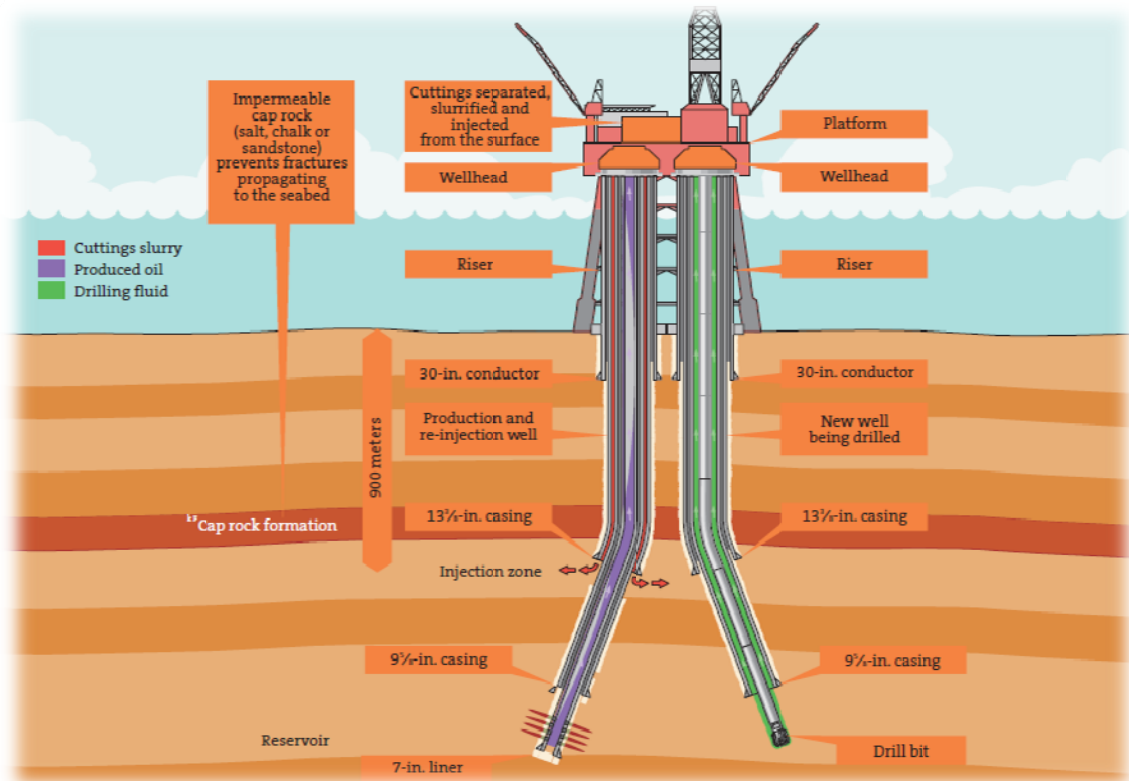


Fig. 2. Annular Re-Injection (M-I SWACO)

Cuttings Re-Injection system includes three principal components:

a) The cuttings-transport system;

It includes a variety of equipment:

- Gravity collection and water or slurry-flushing capability;
- Augers or belt conveyors;
- Vacuum transport systems;
- Pneumatic system.

b) The slurrification system. It is here that the raw cuttings from the rig shale shakers are converted into a pumpable, stable slurry. This includes:

- Coarse-solids tank;
- Fine-solids tank;
- Classification shaker;
- Process-control system.

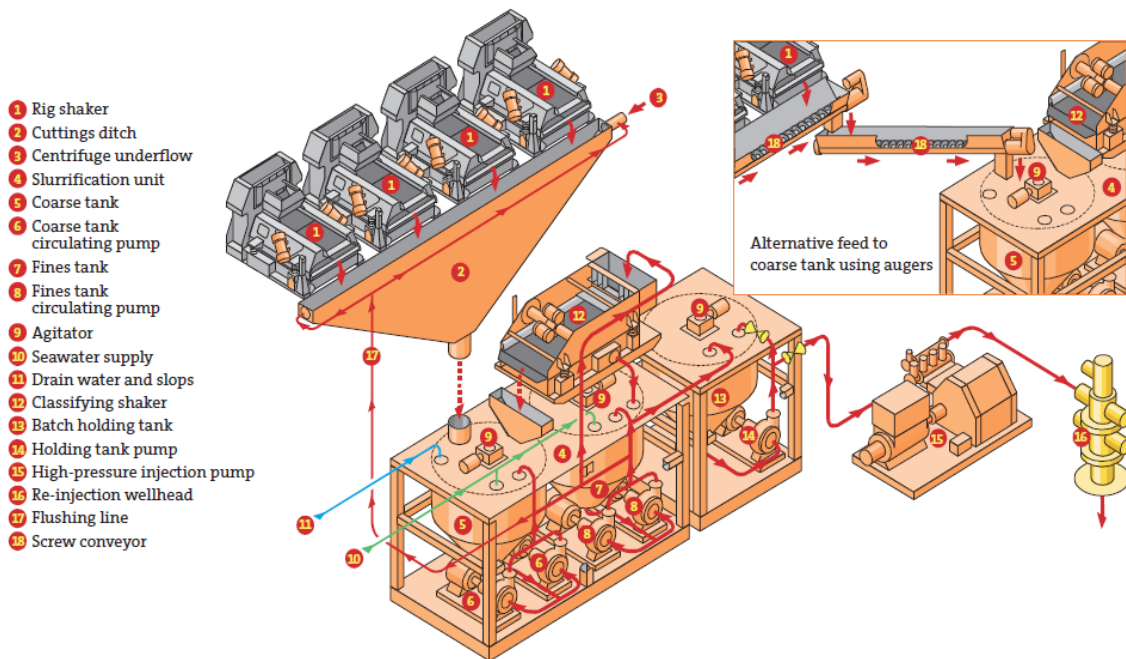


Fig. 3. Slurry flush or auger cuttings transport (M-I SWACO)

c) The re-injection package. Most injection packages include:

- Batch holding tank;
- High-pressure injection pump;
- High-pressure injection line;
- Data acquisition and interpretation package.

There is also the Cuttings Re-injection technology for onshore applications. A mobile CRI is utilized to move from one onshore location to another where CRI operations are preferred.

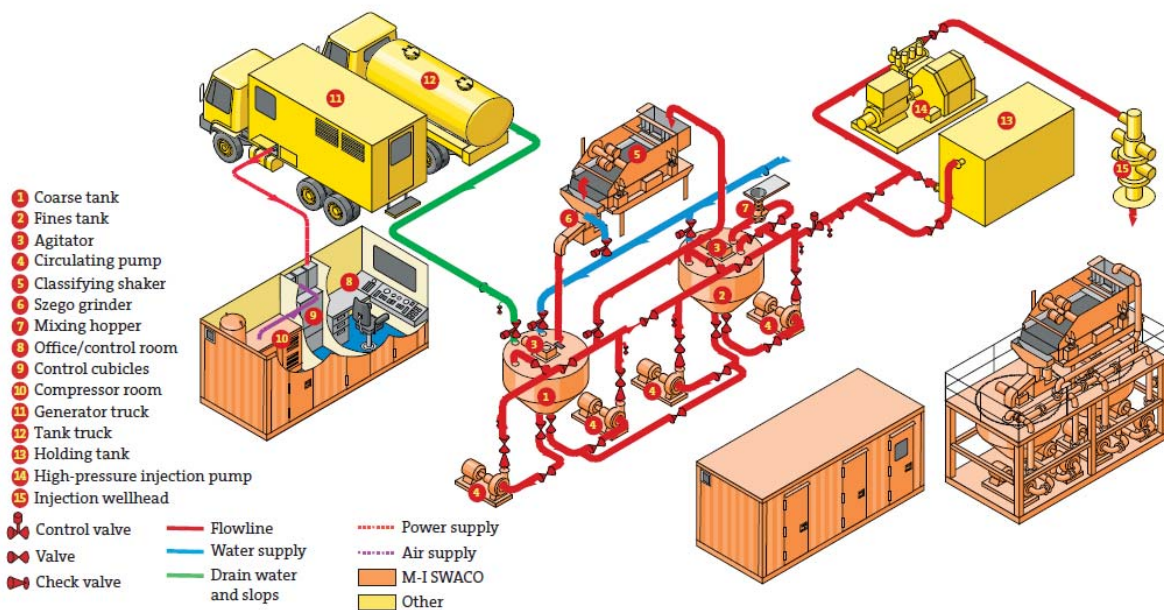


Fig. 4. Mobile waste re-injection system (M-I SWACO)

Cuttings Re-Injection is one of the most perspective technologies of the disposal of drilling waste. CRI projects get more complicated, and it creates a number of problems. These problems can be solved, so the development and improvement of the CRI continues.

Подготовлено по материалам <http://www.slb.com/>

ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 543.068.8

Возможность одновременного осуществления экстракции и очистки экстрактов в хроматографической колонке при определении нефтепродуктов в почве

А.О. Симонова *

*Научный руководитель канд. техн. наук М.О. Мызников
ОАО «Транссибнефть»*

ФГБОУ ВПО «Омский государственный технический университет»

Определение нефтепродуктов в почве основано на экстракции нефтепродуктов из почвы четыреххлористым углеводородом, очистки элюатов на окиси алюминия в хроматографической колонке и количественном определении нефтепродуктов по интенсивности поглощения в ИК-области спектра (ИК-спектрометрический метод).

Аналитическая лаборатория ОАО «Транссибнефть» аккредитована на определение нефтепродуктов в почве по ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 «Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органоминеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектрометрии».

В связи с возможностью применения упрощенной методики определения нефтепродуктов в почве возникла идея выполнения данной работы, основной целью которой является:

- Оценка возможности применения одновременно экстракции нефтепродуктов и их отделения от органических соединений других классов в хроматографической колонке из почвы.

- Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Провести серию анализов для определения нефтепродуктов в почве по ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 и по упрощенной методике и сравнить полученные результаты.

* © Симонова А.О., 2014.

2. Оценить возможность применения экстракции нефтепродуктов и очистки экстрактов одновременно в хроматографической колонке.

3. Оценить эффективность проведения анализа по упрощенной методике по сравнению с ПНД Ф 16.1:2.2.22-98.

Испытания проводились с реальными рабочими пробами с концентрациями в диапазоне от 50 до 1000 мг/кг.

Выполнение анализа по аккредитованной методике ПНД Ф 16.1:2.2.22-98. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органоминеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектromетрии:

1. Проведение экстракции нефтепродуктов из почвы.
2. Подготовка хроматографической колонки.
3. Хроматографическое отделение нефтепродуктов от органических соединений других классов.
4. Измерение массовой доли нефтепродуктов в полученном элюате на приборе концентратомере КН-2.

Выполнение измерений нефтепродуктов в почве по методике «ИК-спектрометрического определения нефтепродуктов» из РД 39-0147096-015-90 «Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома»:

1. Одновременное выполнение экстракции нефтепродуктов и очистки экстрактов в хроматографической колонке.
2. Измерение массовой доли нефтепродуктов в полученном элюате на приборе концентратомере КН-2.

Согласно методике ИК-спектрометрического определения нефтепродуктов по РД 39-0147098-015-90 «Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома» процедуру встряхивания проб проводили 3 часа, каждый раз с новыми порциями четыреххлористого углерода, упуская и сразу одновременно осуществляя экстракцию нефтепродуктов из почвы и очистку элюата от примесей полярных углеводородов в хроматографической колонке.

Предлагаемая методика определения нефтепродуктов в почве (упрощенная) более проста в исполнении, менее материально- и энергоемка, менее продолжительна по времени. Для определения нефтепродуктов по ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 «Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органоминеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектromетрии» требуется порядка 4-5 часов, а по упрощенной методике РД 39-0147096-015-90 «Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома» необходимо 2 часа.

Таблица 1

**Результаты испытаний рабочих проб почвы с применением
ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 и предлагаемой методики РД 39-0147096-015-90**

№ п/п	Результат измерений по ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 X_1 , мг/кг	Результат измерений по РД 39-0147096-015-90 X_2 , мг/кг	Расхождение между результатами измерений $X_1 - X_2$, мг/кг	Абсолютное расхождение между результатами измерений $D_{\text{абс}} = X_1 - X_2 $ мг/кг	Относительное расхождение между результатами измерений $D_{\text{отн}} = (100 * D_{\text{абс}}) / X_1$ % отн.
1	58	44	14	14	24
2	62	56	6	6	10
3	115	124	-9	9	8
4	135	145	-10	10	7
5	255	218	37	37	15
6	234	263	-29	29	12
7	460	485	-25	25	5
8	324	318	6	6	2
9	738	653	85	85	12
10	634	585	49	49	8

Таким образом, при выполнении годового объема испытаний по упрощенной методике по сравнению с ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 затраты рабочего времени лаборантов сокращаются, расход растворителя (CCl_4) снижается; потери экстракта при фильтровании уменьшаются (одновременно осуществляя экстракцию и очистку в хроматографической колонке).

Результат определения содержания нефтепродуктов в почве $X_{изм}$ (мг/кг) рассчитывают по формуле (1)

$$X_{изм} = \frac{C_{изм} \cdot V \cdot V_2 \cdot V_{элюат}}{M \cdot V_1 \cdot V_{ал}}, \quad (1)$$

где: $C_{изм}$ – показания прибора, мг/куб. дм; M – масса навески образца для анализа, кг; V – суммарный объем экстракта, куб. дм; V_1 – объем экстракта, взятый для разбавления, куб. дм; V_2 – объем экстракта, полученный после разбавления, куб. дм; $V_{ал}$ – объем аликвоты экстракта, введенной в хроматографическую колонку, куб. дм; $V_{элюат}$ – объем элюата, полученного после пропускания экстракта через колонку, куб. дм.

Сопоставление результатов, полученных с применением ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 и с применением РД 39-0147096-015-90, представлено в табл. 1.

Графическое сопоставление результатов, полученных с применением ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 и с применением РД 39-0147096-015-90, представлено на рис. 1.

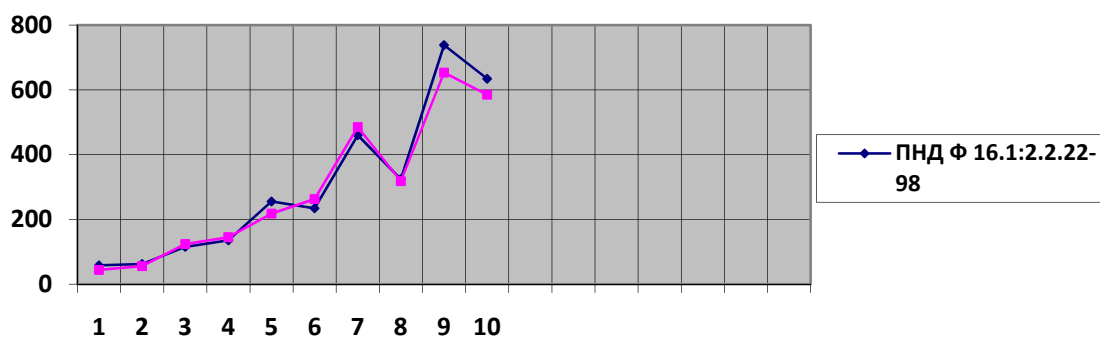


Рис. 1. Графическое сопоставление результатов измерений

Для подтверждения полученных результатов испытаний по предлагаемой методике выполнили внутрилабораторный контроль процедуры анализа с использованием метода добавок:

- образцами для контроля являются реальные пробы почв;
- добавку нефтепродуктов вносят путем смешивания проб нефтепродуктов в четыреххлористом углероде;
- для контроля использовался государственный образец состава раствора нефтепродуктов в четыреххлористом углероде – ГСО 7248-96.

Результат контрольной процедуры K_k рассчитывают по формуле (2)

$$K = X'' - X - C_d, \quad (2)$$

где X' , X , C_d – соответственно результат измерения с добавкой, результат измерения без добавки, содержание добавки в почве.

Норматив контроля K рассчитывают по формуле (3)

$$K = \sqrt{\Delta_{л,х}^2} + \sqrt{\Delta_{л,х}^2} \quad (3)$$

где $\pm\Delta_{л,х}(\pm\Delta_{л,х})$ – значение характеристики погрешности результатов анализа, соответствующее содержанию компонента в пробе с добавкой (рабочей пробе).

Процедуру анализа признают удовлетворительной при выполнении условия

$$K_k \leq K. \quad (4)$$

Результаты внутрилабораторного контроля представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты испытаний рабочих проб почвы по предлагаемой методике РД 39-0147096-015-90 с использованием метода добавок для контроля

Результат измерения с добавкой, мг/кг	Результат измерения без добавки, мг/кг	Содержание добавки в почве, мг/кг	Результат контрольной процедуры K_k	Норматив контроля K	Заключение о выполнении условия, $K_k \leq K$
65	44	50	29	45	Удовл.
85	56	50	21	46	Удовл.
218	124	80	14	63	Удовл.
268	145	80	43	71	Удовл.
333	218	150	35	82	Удовл.
369	263	150	44	89	Удовл.
642	485	150	7	141	Удовл.
455	318	150	13	105	Удовл.
905	653	150	102	195	Удовл.
656	585	150	79	144	Удовл.

Полученные результаты по предлагаемой методике РД 39-0147096-015-90 удовлетворяют условию $K_k \leq K$ во всех случаях.

Предлагаемая методика «ИК-спектрометрического определения нефтепродуктов» из РД 39-0147096-015-90 «Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома» позволяет:

- снизить трудозатраты при эколого-аналитическом контроле без ущерба для его качества, т.е. при совершенствовании технологии проведения анализа по РД 39-0147096-015-90 затраты рабочего времени лаборанта химического анализа сокращаются в 2,5 раза;
- повысить оперативность получения необходимой информации о содержании нефтепродуктов в почве объектов ОАО «Транссибнефть»;
- за счет экономии трудозатрат (экономический эффект составит до 85 500 руб. за счет роста показателя производительности труда лаборанта химического анализа) увеличить, при необходимости, число определений содержания нефтепродуктов в почве с целью оценки возможных последствий загрязнения почв во времени и разработать мероприятия по их предотвращению или уменьшению.

Предлагаемая методика «ИК-спектрометрического определения нефтепродуктов» из РД 39-0147096-015-90 «Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома» не предполагает дооснащение лаборатории дополнительными техническими средствами.

Следующий шаг – возможность подачи заявки на комплекс работ по аттестации предлагаемой методики в Федеральное государственное унитарное предприятие «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» и дальнейшее включение ее в область аккредитации аналитического ОАО «Транссибнефть». Это позволит получать значения параметров в одном производственном цикле и с меньшими материальными и трудовыми затратами без снижения точности результатов по сравнению с аккредитованной методикой ПНД Ф 16.1:2.2.22-98. «Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органоминеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектрометрии».

Список литературы

1. Аринушкина Е.В. Руководство по химическому анализу почв. – М.: Изд-во МГУ, 1972.
2. Добровольский Г.В., Орлов Д.С., Гришина Л.А. Принципы и задачи почвенного мониторинга// Почвоведение. – 1983. – № 11.
3. Захаров С.А. Курс почвоведения. – М-Л.: Госиздат, 1927.
4. ПНД Ф 16.1:2.2.22-98. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органо-минеральных почвах и донных отложениях методом ИК- спектрометрии.
5. РД 39-0147098-015-90. Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома.
6. РМГ 76-2004. Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа.

Создание и исследование экологически чистого биотоплива для дизельных двигателей

А.М. Еремеева*

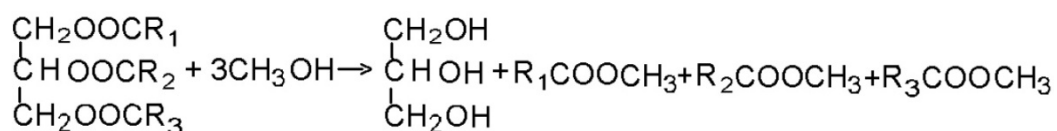
Научный руководитель Н.К. Кондрашева

ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет “Горный”»

С развитием и изобретением новой техники появляется острая необходимость в производстве большого количества дизельных топлив, а также новых технологий, которые позволяют значительно улучшить не только их эксплуатационные, но и экологические характеристики.

Одним из таких «экологически чистых» видов топлив является биодизельное топливо, которое получается на основе этерификации спиртами растительных масел, животных и растительных жиров. Каждая страна при выборе сырья для биологических добавок и заменителей дизельного топлива ссылается на экологические особенности почв, климата и степени готовности населения к внедрению данного топлива.

В основу создания биодизельного топлива лег метод, который в свое время изобрел Рудольф Дизель. Биодизель может быть получен разными способами. Как известно, основными компонентами растительных масел являются эфиры трехатомного спирта глицерина и жирных кислот. Растительные масла имеют слишком большую вязкость, которая препятствует их прямому использованию в качестве дизельного топлива. Один из выходов – проведение реакции переэтерификации. При этом глицерин замещается на метиловый или этиловый спирт. Полученные продукты имеют значительно меньшую молекулярную массу и вполне пригодны для прямого использования в качестве биотоплива. В случае метилового спирта уравнение реакции будет следующим:



Согласно одному из вариантов, для получения метилового эфира необходимо к девяти массовым частям растительного масла добавить одну массовую часть метанола (в случае получения этилового эфира используют этанол), а также небольшое количество щелочного катализатора. Ингредиенты перемешивают в специальных реакторах при температуре 50-

* © Еремеева А. М., 2014.

80 °С и нормальном атмосферном давлении. После отстаивания и охлаждения жидкость расслаивается на две фракции: глицерин (тяжелая) и метиловый эфир (легкая) [1].

Таким образом, биодизель – это название, данное эфирам соответствующих масел, которые используются как дизельное топливо. Это неядовитое, разлагаемое микроорганизмами жидкое топливо состоит из длинных цепей моноалкиловых эфиров жирных кислот и может использоваться либо в чистом виде, либо в смеси с дизельными нефтяными топливами.

Особое место в технологическом процессе изготовления биодизеля отводится его испытаниям и контролю качества. Из многих существующих методов испытаний биодизеля наиболее перспективными для оценки его качества считаются новые методы, предусмотренные американскими стандартами 14105 и ASTM D6584. Если при проверке топливо не соответствует положительной оценке, оно подвергается доработке с последующим вторичным испытанием. Также для биодизеля Европейской организацией стандартов разработан стандарт EN14214 (табл. 1) [2]:

Биотопливо является топливом будущего. Наибольшую популярность биодизель получил в зарубежных странах, нежели в России. В России биотоплива для двигателей внутреннего сгорания остаются экзотикой. Этому способствует как наличие значительных запасов нефти и газа, так и объективные трудности, связанные с получением и использованием топлив из природного сырья.

В России более суровый климат и получать дешевый спирт или масло, снимая по несколько урожаев в год, нереально. Климат заметно ограничивает и применимость биотоплив в России. Например, биодизельные топлива на основе рапсового масла застывают при температурах около 15 °С, а в ряде случаев и выше. Это ограничивает применимость биодизеля южными регионами страны или в летнее время года. Проблема застывания существует и для нефтяного дизельного топлива, но она успешно решается технологическими методами (депарафинизация, облегчение фракционного состава) или добавлением депрессорных присадок, эффективно снижающих температуру застывания топлива. Для растительных топлив такие присадки еще только разрабатываются. Другая проблема – поглощение влаги из атмосферы при низких температурах, грозящее расслоением топлива, коррозией и образованием льда.

После проведения экспериментов и получения сложного эфира были исследованы физико-химические свойства биодизеля, которые представлены в табл. 3.

Учитывая все недостатки производства биодизеля в России, мы разработали топливо, наиболее подходящее по природным условиям, а также по имеющимся сельскохозяйственным ресурсам.

Таблица 1

Европейский стандарт EN14214

<i>Свойство</i>	<i>Единицы</i>	<i>Минимум</i>	<i>Максимум</i>	<i>Метод тестирования</i>
Содержание эфира	% (m/m)	96.5		EN 14103
Плотность при 15 °С	кг/м ³	860	900	EN ISO 3675, EN ISO 12185
Вязкость при 40 °С	мм ²	3.5	5	EN ISO 3104
Температура вспышки	°С	120		ISO / CD 3679
Сера	мг/кг		10	EN ISO 20846, EN ISO 20884
Углеродные остатки (в 10 % остатка дистиллята)	% (m/m)		0.3	EN ISO 10370
Цетановое число		51		EN ISO 5165
Сульфированная зола	% (m/m)		0.02	ISO 3987
Вода	мг/кг		500	EN ISO 12937
Общее загрязнение	мг/кг		24	EN 12662
Коррозия (медной полосы 3 часа при 50 °С)	Класс	Class 1	Class 1	EN ISO 2160
Стабильность к окислению, 110 °С	Часов	6		EN 14112
Кислотное число	мг(КОН)/г		0.5	EN 14104
Йодное число			120	EN 14111
Метилвый эфир линоленовой кислоты	% (m/m)		12	EN 14103
Полиненасыщенные (>= 4 двойных связей) метиловые эфиры	% (m/m)		1	
Метанол	% (m/m)		0.2	EN 14110
Моноглицериды	% (m/m)		0.8	EN 14105
Диглицериды	% (m/m)		0.2	EN 14105
Триглицериды	% (m/m)		0.2	EN 14105
Свободный глицерин	% (m/m)		0.02	EN 14105(6)
Общий глицерин	% (m/m)		0.25	EN 14105
Щелочные металлы (Na + K)	мг/кг		5	EN 14108(9)
Фосфор	мг/кг		10	EN 14107

Таблица 2

Недостатки и достоинства биодизеля в России

<i>Достоинства</i>	<i>Недостатки</i>
Расширение топливных ресурсов	Пониженная теплотворная способность
Использование возобновляемого сырья	Высокая температура застывания
Хорошие смазочные свойства	Повышенная вязкость

Окончание табл. 2

<i>Достоинства</i>	<i>Недостатки</i>
Хорошие моющие свойства Нетоксичность	Высокие моющие свойства, вызывающие «проблему чистых резервуаров»
Высокая температура вспышки	Сравнительно высокая стоимость
Эффект экономического мультипликатора	

Таблица 3

Физико-химические свойства биодизельного топлива

<i>Свойство</i>	<i>Единицы</i>	<i>Значение</i>
Содержание эфира	% (m/m)	96.5
Плотность при 15 °С	кг/м ³	0,8758
Вязкость при 40 °С	мм ²	4,492
Температура вспышки	°С	120
Сера	мг/кг	0
Цетановое число		51
Сульфированная зола	% (m/m)	0
Вода	мг/кг	0
Кислотное число	мг(КОН)/г	0

Далее в табл. 4 сравниваются требования к некоторым характеристикам дизельного топлива и эфирам растительных масел, что лишний раз доказывает возможность использования биодизельного топлива вместо обычного дизельного.

Таблица 4

Сравнение физико-химических свойств ДТ и эфиров

<i>Показатели</i>	<i>Дизельное топливо (летнее)</i>	<i>Эфиры растительных масел</i>
Плотность при 20 °С, кг/м ³	820-850	875-900
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	3,5-6,0	3,5-5,0*
Температура, °С:		
<i>застывания (кристаллизации)</i>	< -10	0, -5
<i>кипения</i>	180-360	> 200
<i>вспышки</i>	< 40	> 100
<i>самовоспламенения</i>	230-300	300-350
Октановое число (ИМ)	-	20-25
Цетановое число	не ниже 45	50-55
Отношение С/Н	6,5	6,5

Окончание табл. 4

<i>Показатели</i>	<i>Дизельное топливо (летнее)</i>	<i>Эфиры растительных масел</i>
Содержание серы, %	0,2-0,001	< 0,1
Теплота:		
<i>сгорания низшая, МДж/кг</i>	42-43	37-38
<i>парообразования, кДж/кг</i>	210	-
Теплота сгорания стехиометрической смеси (объемная теплопроизводительность), МДж/м ³	3,4	3,4
Массовая теплопроизводительность, МДж/кг	2,8	2,7
Теплоемкость при 20°С, кДж/(кг•град)	1,9	-
Стехиометрическое количество воздуха, требующееся для полного сгорания топлива, кг/кг	14,0-14,5	13,5-14,5
Максимальная температура пламени, °С при $\alpha = 1$	2100	2000
ПДК _{рз} , мг/м ^{3 д}	100	-

*При 40 °С.

Таким образом, данная статья показывает технологическую и экологическую возможность использования биодизельного топлива в дизельных двигателях вместо обычного дизельного топлива из нефтяного сырья или в смеси с ним.

Список литературы

1. http://chemistry-chemists.com/N3_2008/S1/ChemistryAndChemists_3_2008-S1.html
2. Двигатель. – 2006. – № 4(46).

Классификация и определение нефтепродуктов методом ИК-спектроскопии

Т.И. Лукина, А.П. Кузьмин*

*Научные руководители канд. хим. наук А.А. Шубин,
канд. хим. наук С.Н. Калякин
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Роль нефти в мировой экономике исключительно велика. Нефть и продукты ее переработки используются почти во всех отраслях народного хозяйства: на транспорте и в медицине, в судостроении и сельском хозяйстве, текстильной промышленности и энергетике. Нефть служит в основном дешевым источником энергии, но с развитием химической промышленности она все более широко используется в качестве химического сырья. Сейчас из нефти получают самые разнообразные продукты: синтетические волокна, пластмассы, органические кислоты, бензины, спирты, синтетические растворители и многое другое. Однако в ходе деятельности человека неизбежно происходит загрязнение окружающей среды нефтью и продуктами ее переработки и возникает проблема эффективного обнаружения и идентификации источника загрязнения. Методы инфракрасной спектроскопии в силу их методологических возможностей позволяют обнаруживать возникновение загрязнения и определять тип загрязнителя.

Инфракрасная спектроскопия является одним из основных методов анализа органических соединений, в том числе нефти и нефтепродуктов. Инфракрасная спектроскопия имеет ряд преимуществ перед спектроскопией в видимой и ультрафиолетовой областях, так как позволяет проследить изменение всех основных типов связей и функциональных групп в молекулах исследуемых веществ. Также метод комбинационного рассеивания в его классическом варианте с возбуждением в видимом диапазоне для исследования нефти, нефтепродуктов крайне ограничен сильным флуоресцентным фоном [1]. При использовании инфракрасной спектроскопии для определения качественного и количественного состава природных смесей не происходит разрушения веществ, что позволяет применять их для последующих исследований.

С помощью ИК-спектроскопии быстро и надёжно идентифицируются разнообразные функциональные группы: карбонильная, гидроксильная, карбоксильная, амидная, аминок-, циано-, а также различные непредельные фрагменты – двойные и тройные углерод-углеродные связи, ароматические или гетероароматические системы. Методами ИК-спектроскопии изу-

* © Лукина Т.И., Кузьмин А.П., 2014.

чают внутри- и межмолекулярные взаимодействия, например образование водородных связей.

Огромный интерес представляет применение инфракрасной спектроскопии для определения качества различных продуктов переработки нефти, таких как бензиновые продукты, дизельные продукты, керосин и т.д. Для простоты и надежности классификации данных продуктов необходимо создание атласа нефтепродуктов. Таким образом, целью статьи является отработка методики идентификации нефтепродуктов методом ИК-спектроскопии с последующей разработкой системы классификационных признаков.

Анализ проводили на приборе ИК-Фурье спектрометр Nicolet 380. Регистрация спектров проводилась в диапазоне $400\text{-}4000\text{ см}^{-1}$ с разрешением 4 см^{-1} . Для улучшения соотношения сигнал–шум проводилось накопление спектров до 64 сканов. Измерения проводили в стандартной жидкостной кювете со стеклами из КВг диаметром 32 мм с прослойкой толщиной 0,025 мм. Для отработки методики и выявления отличительных признаков нефтепродуктов проведены исследования образцов: гидравлическое масло AW 32 (1), нефть Мамонтовского месторождения с содержанием воды до 1 % (2), фракция ДТ К-103/2 (3), фракция керосиновая К-103/1 (4).

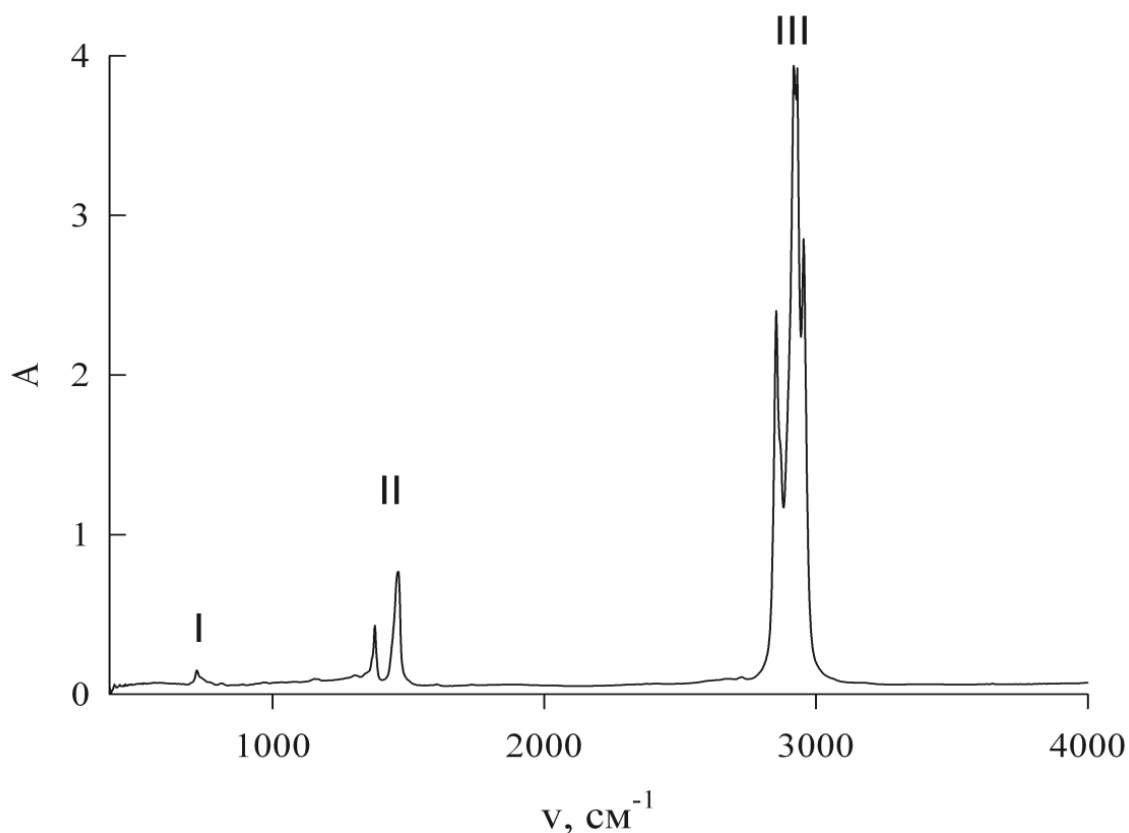


Рис. 1. ИК-спектр – гидравлическое масло AW 32

На рис. 1 представлен характерный спектр углеводорода: область (I) соответствует колебаниям групп $-(CH_2)_n$, область (II) – деформационным колебаниям групп $-CH_3$ и $-CH_2$, (III) – валентным колебаниям групп $-CH_3$ и $-CH_2$. Можно отметить, что области II и III свойственны для всех рассмотренных образцов без каких-либо существенных различий в спектральных профилях.

Сопоставление спектров образцов в спектральной области I позволяет отметить значительное отличие (рис. 2), которое не может быть связано с «зашумленностью» спектров, а обусловлено спецификой природы рассматриваемых веществ. Поэтому этот спектральный диапазон с учетом областей II и III может быть использован для выявления классификационных признаков.

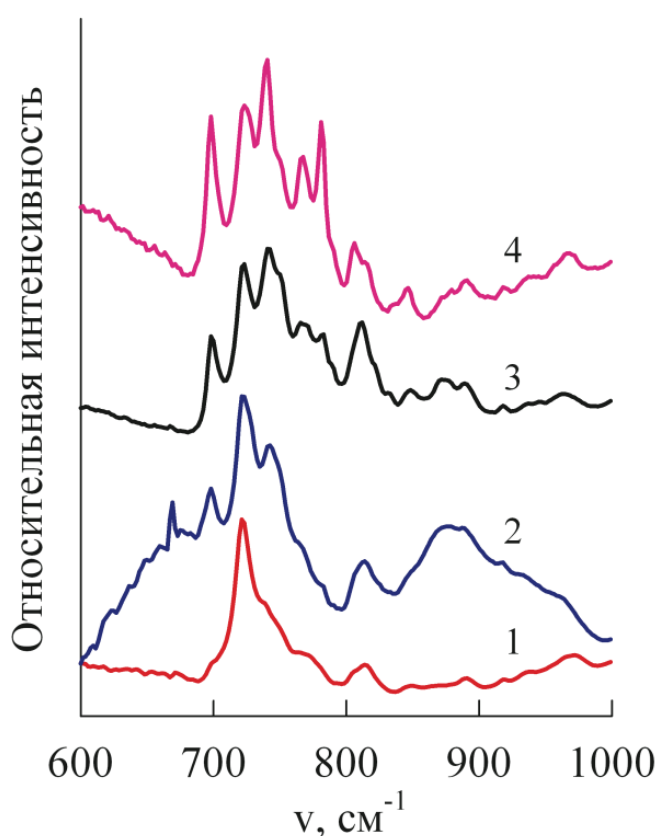


Рис. 2. Сопоставление ИК-спектров исследуемых образцов (обозначение по тексту)

Список литературы

1. Купцов А.Х., Арбузова Т.В. Исследование тяжелых фракций нефти методом Фурье-спектроскопии КР ближнего ИК-диапазона // Нефтехимия. – 2011. – Т. 51, № 3. – С. 214 – 222.

Устойчивость растений семейства *Fabaceae* при загрязнении почвы нефтью и нефтепродуктами

А.С. Гекк*

*Научный руководитель канд. биол. наук Н.В. Пахарькова
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Одним из типичных факторов загрязнения окружающей среды, в том числе почвы, на территории Российской Федерации и стран СНГ является нефть и нефтепродукты. Эксплуатация существующих месторождений нефти, количество и протяженность которых в последние годы возросли, а также проводимые работы по освоению новых запасов привели к загрязнению нефтепродуктами значительных площадей сельскохозяйственных земель. Влияние нефти на растения обусловлено как ее непосредственным воздействием, так и изменением почвенной среды. Нефть, пропитывая почву, ухудшает доступ кислорода и влаги к растениям, а смолисто-асфальтеновые вещества обволакивают корни растений, сорбируются в гумусовом слое, уменьшая поровое пространство почв, что приводит в конечном итоге к образованию битуминозных солончаков. В процессе своей жизнедеятельности растения входят в сложные взаимоотношения с микроорганизмами, населяющими почву. В естественных условиях обитания микроорганизмы, окружающие растения, влияют на их рост и развитие. В свою очередь, каждая культура, стимулируя рост, селекционирует определенную микробиоту, так как ризосфера растений является зоной, в которой происходит адаптация почвенной микробиоты к условиям, создаваемым активно растущими растениями. По литературным данным известно, что бобовые формируют в ризосфере комплекс микроорганизмов, многие из которых могут разлагать углеводороды нефти и нефтепродуктов на более простые соединения. Но для того чтобы из множества аборигенных видов растений и микроорганизмов выбрать подходящие для использования в биоремедиационном процессе, необходимо оценить их устойчивость к загрязнению нефтью и нефтепродуктами.

Цель данной статьи – изучение устойчивости растений семейства бобовых к загрязнению нефтью, дизельным топливом и бензином.

В качестве объектов исследования были взяты козлятник лекарственный – *Galéga officinális*, лядвенец рогатый – *Lótus corniculátus*, люцерна посевная или синяя – *Medicágo satíva*, люцерна серповидная или желтая – *Medicago falcata*.

* © Гекк А.С., 2014.

Для выращивания растений использовали серую лесную почву, взятую в лесном массиве в окрестностях г. Красноярска. Микробиологический анализ показал, что в ней присутствуют такие микроорганизмы, как *Azotobacter*, *Actinomycetes*, *Pseudomonas*, *Bacillus*, *Mycobacterium*, *Micrococcus*.

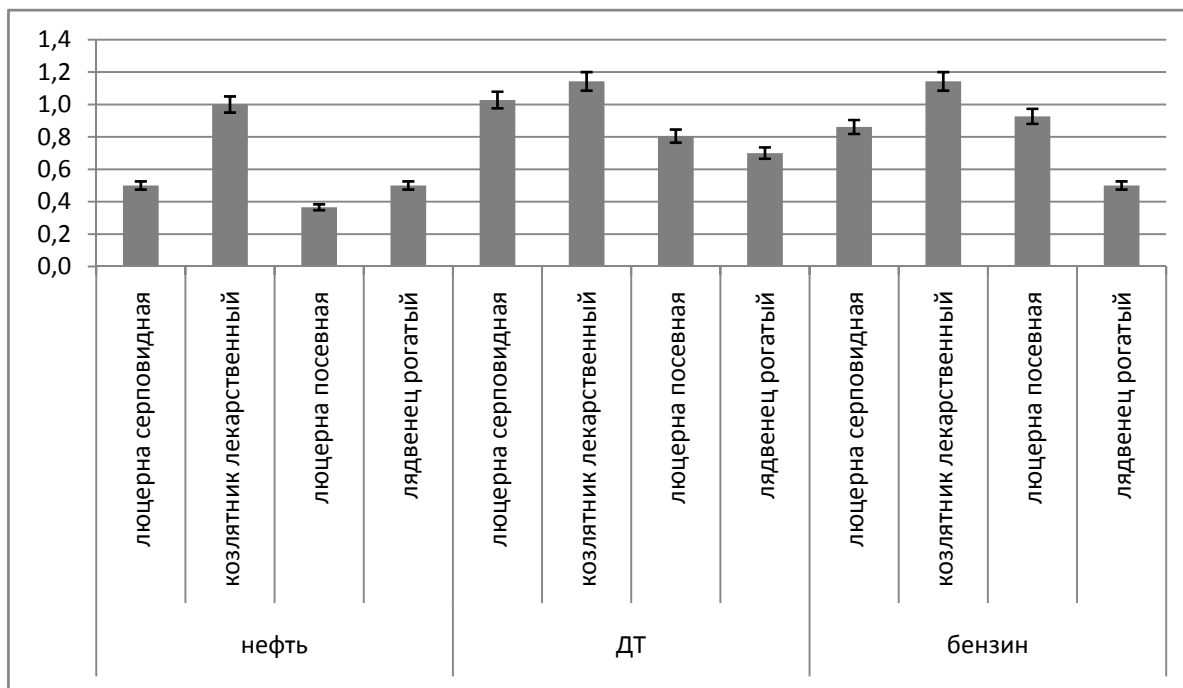


Рис. 1. Всхожесть семян при загрязнении почвы нефтью и нефтепродуктами (по отношению к контролю)

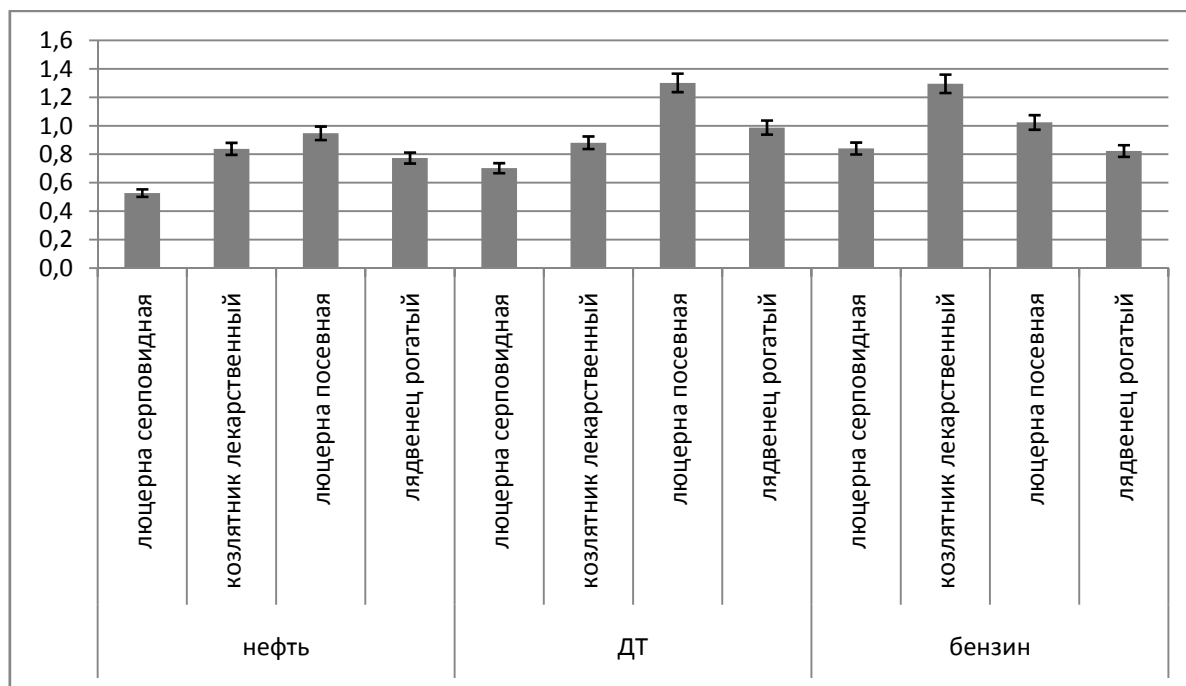


Рис. 2. Масса растений при загрязнении почвы нефтью и нефтепродуктами (по отношению к контролю)

В процессе эксперимента в контейнеры с почвой было добавлено на 200 г почвы по 10 г нефти, дизельного топлива, бензина марки АИ92, а также оставлены контрольные образцы. В каждый контейнер посажено по 100 семян растений каждого из исследуемых видов. Растения выращивали в течение двух месяцев, затем были проведены замеры их морфологических показателей и повторно проведен микробиологический анализ почвы. Были обнаружены такие микроорганизмы, как *Pseudomonas*, *Bacillus*, *Mycobacterium*, *Micrococcus*.

Наибольшее снижение всхожести семян отмечено при загрязнении почвы нефтью (рис. 1). Оценивая видовые различия всхожести семян, нужно отметить, что у семян козлятника лекарственного минимально уменьшается всхожесть, а максимальное снижение всхожести семян зарегистрировано у люцерны синей.

В целом можно отметить, что нефть и нефтепродукты уже в массовой доле 5 % оказывают значительное влияние на рост и продуктивность исследуемых растений (рис. 2). Наиболее чувствительным видом по приросту биомассы оказалась люцерна желтая, а наиболее устойчивым – козлятник лекарственный. Таким образом, козлятник лекарственный (*Galéga officinális*) можно рассматривать как перспективный вид для последующих исследований по биоремедиации почв, загрязненных нефтью или нефтепродуктами.

УДК 543.862/.862.34

Определение нефтепродуктов в воде методом твердофазной спектрофотометрии

Н.В. Кутявина, А.С. Ефимова *

*Научный руководитель канд. хим. наук С.Н. Калякин
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Нефть и продукты ее переработки – распространенные загрязнители окружающей среды. Аварийные разливы нефти при нефтедобыче, транспортировке и хранении топлива, прорывы нефтепроводов и нефтехранилищ; нарушения технологических процессов и недостаточная очистка сточных вод нефтеперерабатывающих предприятий являются источниками поступления нефтепродуктов (НП) в окружающую среду [1].

Известен факт, что нефть и нефтепродукты относятся к первому классу опасности. Более того, данные вещества оказывают неблагоприятное воздействие как на организм человека, так и на окружающую сре-

* © Кутявина Н.В., Ефимова А.С., 2014.

ду в целом. Практически нерастворимые в воде и малолетучие углеводороды нефти в виде тонкой пленки покрывают обширную поверхность воды и суши, затрудняя газообмен с атмосферой и биологические процессы самоочистки природной среды. Легкие НП частично растворяются в воде, но большая их часть образует с водой эмульсии, тяжелые НП попадают на дно водоемов и накапливаются в донных осадках, что изменяет состояние окислительно-восстановительной среды и негативно влияет на растительность и микрофлору [4]. Вышеперечисленные факты демонстрируют актуальность определения нефтепродуктов в воде.

Для идентификации нефтепродуктов широко используются физико-химические методы анализа, среди которых распространена спектрофотометрия в УФ-области. Анализ проводится в жидкой фазе после экстракции НП малополярными растворителями, основным недостатком которых зачастую является токсичность. С целью исключения применения токсичных растворителей в ходе извлечения нефтепродуктов была предложена твердофазная экстракция. Преимущество твердофазной экстракции над жидкостной состоит в сокращении времени пробоподготовки, уменьшении расхода растворителя и повышении точности анализа [3].

Цель работы – экспериментальный поиск оптимальных сорбентов, применимых для определения НП методом твердофазной спектрофотометрии.

В работе использовали спектрофотометр Lambda-35 (Perkin Elmer, USA), предназначенный для регистрации поглощения пленочных чувствительных элементов. Технические характеристики:

- сканирующий двулучевой спектрофотометр;
- диапазон длины волны 190–1100 нм;
- воспроизводимость длины волны 0,1 нм;
- спектральная ширина щели 0,5, 1, 2, 4 нм;
- скорость сканирования 7,5, 15, 30, 60, 120, 240, 480, 960, 1920 и 2880 нм/мин;
- смена ламп автоматическая на волне 326 нм (выбираемая программно на всем диапазоне длин волн);
- фотометрическая точность $\pm 0,001$ А;
- стабильность базовой линии (200-900нм, 240нм/мин) ± 0.001 А (щель 1 нм), ± 0.0005 А (щель 2 нм);
- источник УФ – дейтериевая лампа, вид – галогенная лампа накаливания.

В качестве образца использовали нефть Ванкорского месторождения. Для приготовления эмульсии НП использовали следующие способы:

- а) непосредственное смешивание нефти с водой;
- б) растворение нефти в этиловом спирте с последующим переводением в воду;

в) растворение нефти в ацетоне с последующим переводением в воду.

Применение описанных способов не позволило получить гомогенную эмульсию, потому что при прямом смешивании нефти с водой образуются крупные капли нефти, которые при интенсивном перемешивании оседают на стеклянной посуде, а в ацетоне и в этиловом спирте нефть не растворяется полностью.

В дальнейшем использовали следующую методику. Навеску нефти массой 0,1 г растворяли в гексане. В фарфоровой ступке растирали навеску хлорида натрия массой 9,9 г, равномерно распределяли по дну заранее взвешенного бюкса. Стеклопалочкой делали углубления в соли, после чего аккуратно приливали раствор нефти в гексане. При этом наблюдалось окрашивание соли в светло-коричневый цвет. Об испарении гексана судили по убыли массы бюкса. После испарения гексана снова тщательно перемешивали смесь. Далее переносили навеску полученной смеси массой 300 мг в коническую колбу объемом 250 мл и растворяли в 100 мл дистиллированной воды. Тщательно перемешивали в течение 10 минут при комнатной температуре. Полученная эмульсия устойчива, имеет слабую желто-коричневую окраску и концентрацию НП 30 мг/л, что больше ПДК в 100 раз [2].

Для подготовки твердотельных чувствительных элементов (ТЧЭ) использовали полипропиленовую пленку и поликарбонат. Из них вырезали полоски размером 15x35 мм, после чего их промывали ацетоном и просушивали при комнатной температуре. Подготовленные ТЧЭ взбалтывали 10 минут в эмульсии НП с последующим высушиванием. Высушенные образцы помещали с помощью пинцета в спектрофотометр. Измерения оптической плотности проводили в диапазоне длин волн 200–850 нм. Для сравнения использовали образцы, не содержащие нефтепродукты. Полученные результаты представлены на рис. 1 и 2.

На основании полученных данных построена зависимость оптической плотности ТЧЭ на основе поликарбоната от концентрации НП в воде (рис. 3).

По результатам измерений (рис. 1, 2) установлено, что полипропилен и поликарбонат могут быть использованы в качестве сорбентов для твердофазной спектрофотометрии в диапазонах 300–850 нм и 400–700 нм соответственно.

Полипропилен не обладает собственным поглощением в видимой области и ближнем ультрафиолете и может быть применен для определения нефтепродуктов по их собственной окраске в коротковолновой области спектра.

Граница пропускания поликарбоната находится в более длинноволновой области по сравнению с полипропиленом, поэтому чувствительные элементы на основе поликарбоната менее удобны для создания методик опреде-

ления НП, основанных на их собственном поглощении. Однако чувствительные элементы на основе поликарбоната, выполненные в виде пластин со специально подготовленной матовой поверхностью, позволяют определять НП по изменению пропускания, связанного с изменением коэффициента рассеяния образцов, обусловленного иммерсионными свойствами НП по отношению к матовым поверхностям (наблюдается уменьшение оптической плотности образцов при росте концентрации аналита) (рис. 2, 3).

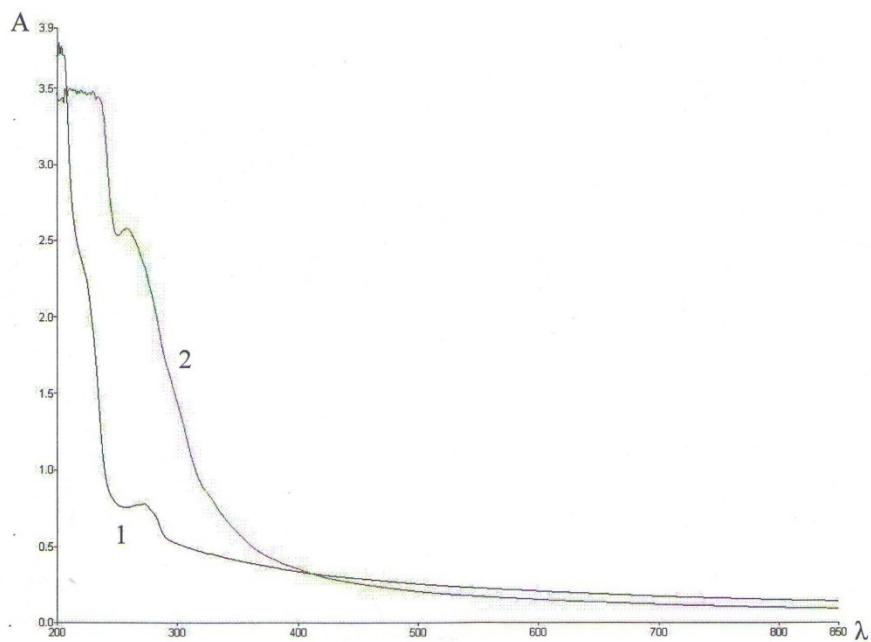


Рис. 1. Спектр поглощения ТЧЭ на основе полипропилена:
1 – без НП, 2 – с НП (100 ПДК)

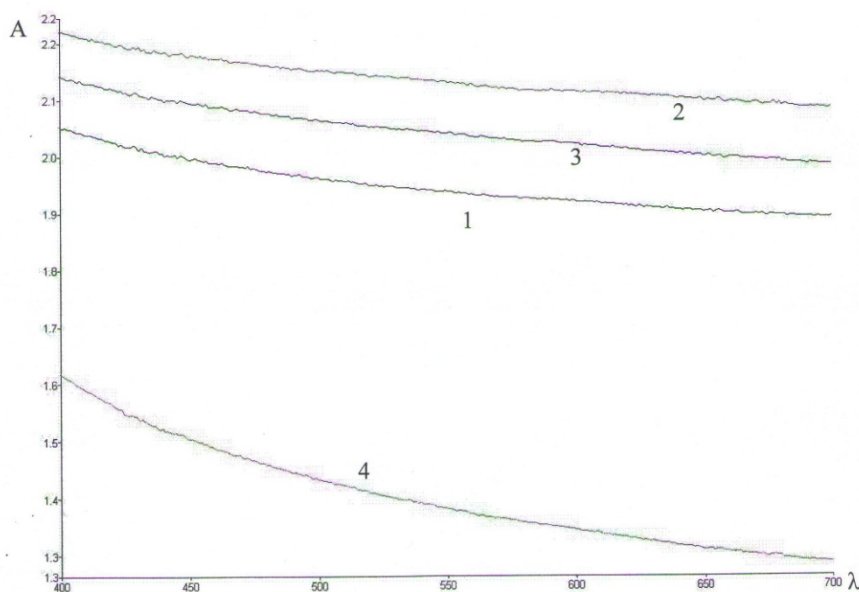


Рис. 2. Спектры поглощения ТЧЭ на основе поликарбоната
при различной концентрации НП в воде:
1 – без НП, 2 – 25 мг/л, 3 – 50 мг/л, 4 – 100 мг/л

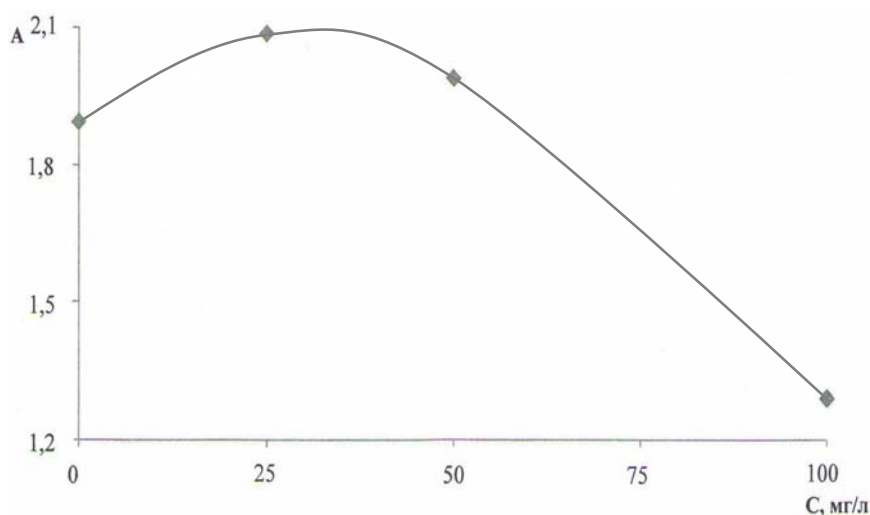


Рис. 3. График зависимости оптической плотности ТЧЭ на основе поликарбоната от концентрации НП в воде при $\lambda=700$ нм ($\Lambda\text{mbda}-35$)

Для дальнейшей оптимизации условий количественного определения НП необходимо провести серию дополнительных измерений, используя растворы НП в воде с широким диапазоном концентраций.

Выводы

Оптимизирована процедура получения эмульсии нефтепродуктов в воде: растворение нефти в гексане, перемешивание с хлоридом натрия, испарение гексана и перенесение полученной смеси в дистиллированную воду.

Подобраны сорбенты для твердофазной экстракции нефтепродуктов с последующим определением методом твердофазной спектрофотометрии. Установлено, что чувствительные элементы на основе полипропилена могут быть применены для определения нефтепродуктов по их собственной окраске в коротковолновой области.

Установлен эффект уменьшения оптической плотности чувствительных элементов на основе поликарбоната при росте концентрации нефтепродуктов, что, вероятно, связано с изменением коэффициента рассеяния образцов, обусловленного иммерсионными свойствами аналита по отношению к матовым поверхностям.

Список литературы

1. Бродский, Е.С. Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды // Журнал аналитической химии. – 1998. – № 12. – С. 1238 – 1251.
2. ГН 2.1.5.689-98. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. – Введ. 04.03.1998. – Москва: Минздрав России, 1998. – 77 с.

3. Проблемы техносферной безопасности-2012: материалы международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов, Москва, 10 апреля 2012 г. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2012. – С. 206–208.

4. Шарипов, А.У. Методы борьбы с нефтяными загрязнениями пресных и морских водоемов / А.У. Шарипов, Г.П. Бочкарев, Б.А. Андресон – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 50 с.

УДК 665.625

Изучение возможности использования вторичных энергоресурсов установки стабилизации и фракционирования

И.Г. Певченко, Я.П. Комисаренко *

*Научный руководитель канд.техн.наук., доцент О.В. Зырянова
ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет “Горный”»*

На заводе по переработке газового конденсата «ПУРОВСКИЙ ЗПК» производится переработка дезтанизованного конденсата с получением товарных углеводородов ректификацией целевых компонентов: конденсата газового стабильного (СК); пропана технического; смеси пропана и бутана технических; бутана технического [1].

Добыча и переработка газоконденсатного углеводородного сырья по сравнению с нефтью и природным газом является сравнительно новой отраслью нефтегазового комплекса страны. В районах добычи выделенный газовый конденсат подвергается стабилизации, при этом из него удаляются фракции С1–С4 и частично С5. Образующийся стабильный газовый конденсат содержит в основном (85 %) бензиновые и дизельные фракции (до 360 °С). Газовые конденсаты, по сравнению с традиционными нефтями, имеют еще то преимущество, что их переработка позволяет без значительных капитальных затрат существенно повысить глубину переработки нефти и выход моторных топливных фракций от исходного сырья. Основной способ получения топлив заключается в прямой перегонке газового конденсата на отдельные бензиновые и дизельные фракции [2].

Процессы газодифракционирования предназначены для получения из нефтезаводских газов индивидуальных низкомолекулярных углеводородов С1–С6 (как предельных, так и непредельных, нормального или изостроения) или их фракций высокой чистоты, являющихся компонентами высокооктановых автобензинов, ценным нефтехимическим сырьем, а также

* © Певченко И.Г., Комисаренко Я.П., 2014.

сырьем для процессов алкилирования и производств метил-трет-бутилового эфира и т. д. [2].

Во всем мире энергосбережение является сегодня стратегической задачей государственного масштаба. В настоящее время на предприятии отработанный в технологическом процессе газ выбрасывается в атмосферу, что приводит к колоссальным энергетическим потерям в объемах производства, а также определяет различные проблемы экологического характера.

Актуальность поставленного вопроса подтолкнула к поиску конкретных технологических решений.

В трубчатых печах, не имеющих камеры конвекции, или в печах радиантно-конвекционного типа, но имеющих сравнительно высокую начальную температуру нагреваемого продукта, температура отходящих дымовых газов может быть сравнительно высокой, что приводит к повышенным потерям тепла, уменьшению КПД печи и большому расходу топлива. В таких печах необходимо использовать тепло отходящих дымовых газов. Это достигается либо применением воздухоподогревателя для подогрева воздуха, поступающего в печь для горения топлива, либо установкой котлов-утилизаторов, позволяющих получить водяной пар для технологических нужд завода [4].

В качестве котельно-печного топлива в технологических печах ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК» сжигается природный газ. Потребление товарного газа колеблется до нескольких десятков миллионов м³/год и является основной статьей энергозатрат. Во все технологические печи воздух на горение подаётся инъекцией без предварительного подогрева. Утилизация тепла дымовых газов не предусмотрена, чем обусловлено снижение КПД технологических печей.

В работе была рассмотрена возможность более эффективного использования вторичных энергоресурсов (ВЭР), заключающаяся в передаче части тепла отходящих дымовых газов воздушному потоку, подаваемому на сжигание природного газа в технологических печах.

Так как завод расположен на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, находящегося в арктической зоне Западно-Сибирской равнины и относящегося к районам Крайнего Севера, среднегодовая температура окружающей среды составляет -18,4°С. При такой температуре подачи воздуха (ведь воздух берётся с улицы) эффективность печей резко снижается. Во избежание потерь тепла и для уменьшения расхода топлива на подогрев воздуха предлагается внедрение в технологию рекуперативной установки.

Расчет рекуператора проводился с учетом подогрева воздуха с -20°С до 50°С по методике [5].

Проанализировав климатические условия, характеристики работы печей, температурные режимы установок, рассчитав объемы отходящих

газов, выбрали наиболее соответствующие тип и конструкцию рекуператора. Поверхность нагрева составила $149,75 \text{ м}^2$, высота – 3,5 м, длина – 2,52 м, ширина – 1,89 м.

Также был выполнен ориентировочный расчет норм расхода природного газа на технологические процессы [3].

С учетом подогрева воздушного потока получили экономию расхода природного газа, которая приведена в табл. 1.

Таблица 1

Экономия природного газа после введения теплообменных аппаратов

Разница в потребляемом топливе	239П-1-1	239П-1-2	239П-2	039П-2	039П-1-2
Расход условного топлива V_v , кг у.т./ч	62,3	65,95	29,86	33,9	32,67
Расход натурального топлива V_t , $\text{нм}^3/\text{ч}$	48,385	51,7	23,27	26,1	25,56
ИТОГО	V_v , кг у.т./ч		V_t , $\text{нм}^3/\text{ч}$		
	224, 680		175,015		

Экономия печного топлива на пять действующих печных установок в час составляет 175 кубических метров. При режиме работы 8 400 часов в год экономия составит 1,470 млн кубических метров.

При стоимости природного газа для промышленных предприятий 2 860 руб. за 1 тыс. м^3 экономия в денежном выражении составит около 4,2 млн. руб.

Приближенный расчет показал, что срок окупаемости рекуперативной установки составит 7 месяцев.

Таким образом, применение рекуперативной установки для утилизации тепла отходящих газов позволит:

- Повысить КПД установок на 15-20 %, экономить от 15 до 30 % сжигаемого в них топлива,
- Улучшить горение топлива в печи использованием подогретого воздуха вместо воздуха окружающей температуры и тем самым, снизить его химический и механический недожог (при рекуперации в цикле печного нагрева)
- Охлаждать дымовые газы для обеспечения санитарных норм и экологических требований.

Список литературы

1. <http://www.novatek.ru/ru/>
2. Ахметов С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. СПб.: Недрa, 2006, 868 с.

3. Методика и алгоритм норм расхода природного газа на технологические процессы. М.: ООО «Энергоперспектива», 2010, 217 с.

4. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии/ А.И.Скобло, Ю.К. Молоканов, А.И.Владимиров, В.А. Щелкунов. М.: Недра, 2000, 677 с.

5. Тебеньков В.П. Рекуператоры для промышленных печей. М.: Металлургия, 1975, 296 с.

УДК 57.03

Особенности развития аборигенной микрофлоры нефтезагрязненных почв при сорбционном воздействии

**В.М. Мелкозеров, И. Е. Барышев,
С. И. Васильев, Я. В. Матвейкина***

ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»

Увеличение объемов добычи, транспортировки и переработки нефти сопровождаются кратным увеличением нефтяных загрязнений.

Самоочищение и самовосстановление почвенных нефтезагрязненных экосистем, представляет собой многостадийный биогеохимический процесс трансформации загрязняющих веществ, сопряженных со стадийным восстановлением биоценоза. Для различных природных зон длительность отдельных стадий этого процесса различна (от нескольких месяцев до нескольких десятков лет), что связано в основном с почвенно-климатическими условиями. Большое влияние оказывает состав нефти и нефтепродуктов, начальная концентрация загрязняющих веществ. Скорость биодеградации нефти зависит от интенсивности солнечного света, концентрации биогенных элементов, температуры, давления, концентрации кислорода, генетических регуляторных механизмов, наличия и активности беспозвоночных животных.

Механические и физические методы хотя и ускоряют разложение нефти и нефтепродуктов, но не могут обеспечить их полного удаления из почвы, а процесс естественного разложения загрязнений в почвах чрезвычайно длителен.

Таким образом, успешное восстановление почвы при попадании в нее углеводов основывается только на комплексных технологиях.

При проведении биоремедиационных работ используется ряд способов стимулирования микрофлоры загрязненных земель [1, 2, 3,]. В общем случае выделяются два подхода – обеспечение благоприятных условий для

* © Мелкозеров В.М., Барышев И.Е., Васильев С.И., Матвейкина Я.В., 2014.

развития аборигенной микрофлоры, в том числе углеводородокисляющих микроорганизмов, и внесение специальных микробных препаратов на основе селективно полученных штаммов. Основанием для предложения того или иного решения часто служат данные о положительных эффектах, полученных в экспериментах или при проведении отдельных полевых работ. Только в немногих работах отмечается, что широко применяемые и рекламируемые мероприятия не всегда дают положительный результат. При наличии большого спектра предложений не меньший интерес имеют данные о соотношении влияния и отрицательных эффектах, которые дают различные способы поддержания углеводородокисляющих микроорганизмов в нарушенных почвах. В данной работе сравниваются традиционные способы биоремедиации нефтезагрязненных почв при проведении работ на одном объекте. В частности, анализируется действие интродукции микроорганизмов, известкования и полимерного структурообразователя почвы на аборигенные углеводородокисляющие микроорганизмы при отсутствии ограничения развития микрофлоры по азотному и фосфорному питанию за счет внесения удобрений [4, 5].

Анализ влияния различных способов обработки загрязненной нефтью почвы на развитие аборигенной микрофлоры проводили на опытных полевых площадках на полигоне СФУ в п. Кубеково. Загрязненная территория располагается узкой полосой вдоль пересыхающего ручья, на котором преобладают темно-серые оподзоленные болотисто-торфяные почвы. По высоте опытные участки расположены ниже места разлива нефти, поэтому уровень загрязнения почвы в период эксперимента колебался от 96,75 г/кг до 167,18 г/кг в течение летнего сезона 2002 года. В результате рост почвенной микрофлоры происходил в условиях продолжающегося поступления нефти.

Наблюдения проводили в период май – октябрь и июнь следующего года на площадках размером 25 м², которые обрабатывались 3-мя способами – интродукция углеводородокисляющих микроорганизмов, внесение мела и структурообразователя почвы. В почву опытных участков вносили два типа культур – смесь аборигенных микроорганизмов, выделенных из почвы опытного участка и выращенных в накопительном режиме на минерально-солевой среде (МСС) с нефтью, культура бактерий *Pseudomonas putida* и *Pseudomonas spp.* из установки очистки сточной воды производства фенол-формальдегидных смол.

В момент отбора проб измеряли температуру почвы на поверхности, на глубине 5 см и 18 см. Содержание нефти в почве на опытных площадках определяли на ИК-спектрометре после экстракции четыреххлористым углеродом. Кислотность почвы измеряли на рН-метре. Влажность определяли весовым методом.

Для учета численности микроорганизмов использовали два метода: посев в многослойный агар и метод предельных разведений с высевом на агаризованную среду. Численность микроорганизмов пересчитывали на сухой вес почвы. Выделение гетеротрофных микроорганизмов проводили на пептонном агаре. Углекислородокисляющие микроорганизмы выделяли на МСС следующего состава (г/л): KNO_3 – 4; KH_2PO_4 – 0.6; Na_2HPO_4 – 1.4; MgSO_4 – 0.4; агар – 20, pH 7.2-7.3 . В качестве источника углерода в среду вносили 2 мл/л товарной нефти. Нефть вносили двумя способами: 1 – добавляли в среду во время посева, 2 – бумажные диски пропитывали нефтью, укладывали на дно чашек Петри и сверху заливали средой.

Выделение психрофильных (в том числе и психротрофных) микроорганизмов проводили при температуре $+5^\circ\text{C}$, мезофильных при $+30^\circ\text{C}$, принимая во внимание температурные диапазоны их роста $0 - 25^\circ\text{C}$ ($0 - 35^\circ\text{C}$) и $15 - 35^\circ\text{C}$, соответственно.

Обработку данных проводили с использованием статистики Пуассона, стандартных статистических методов для нормального распределения и непараметрического критерия Вилкоксона .

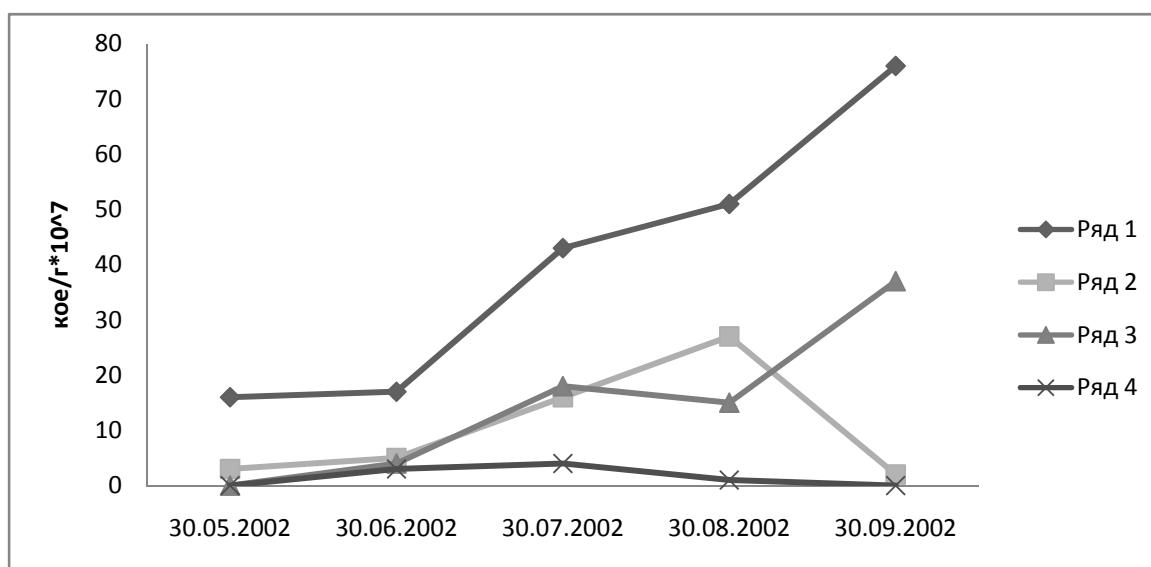


Рис. 1. Динамика численности мезофильных микроорганизмов на опытных и контрольной площадках. Гетеротрофные: 1 – опытные, 2 – контрольная; углеводородокисляющие: 3 – опытные, 4 – контрольная

Выполнен анализ численность гетеротрофных и углекислородокисляющих микроорганизмов двух температурных групп – мезофильных (рис.1) и психрофильных (включая психротрофные) (рис.2). Наблюдения, проведенные в период с 31 мая по 10 октября, дают представление об их динамике в теплый период года. На рис. 1 и 2 представлены данные о средней численности микроорганизмов на обработанных участках, а также контрольном участке 5, который не подвергался обработке, кроме внесения удобрений. Как видно, на протяжении всего периода наблюдений на

контрольном участке численность микроорганизмов, способных образовывать колонии на плотных средах, меньше, чем средняя численность их на обработанных участках. То есть, при условии снижения дефицита азотного и фосфорного питания микроорганизмов применение одновременно любых двух из трех способов обработки (однократное внесение углеводородокисляющих микроорганизмов, мела и структурообразователя) увеличивает их численность. Сравнение проводили по критерию Вилкоксона при доверительной вероятности 0,95.

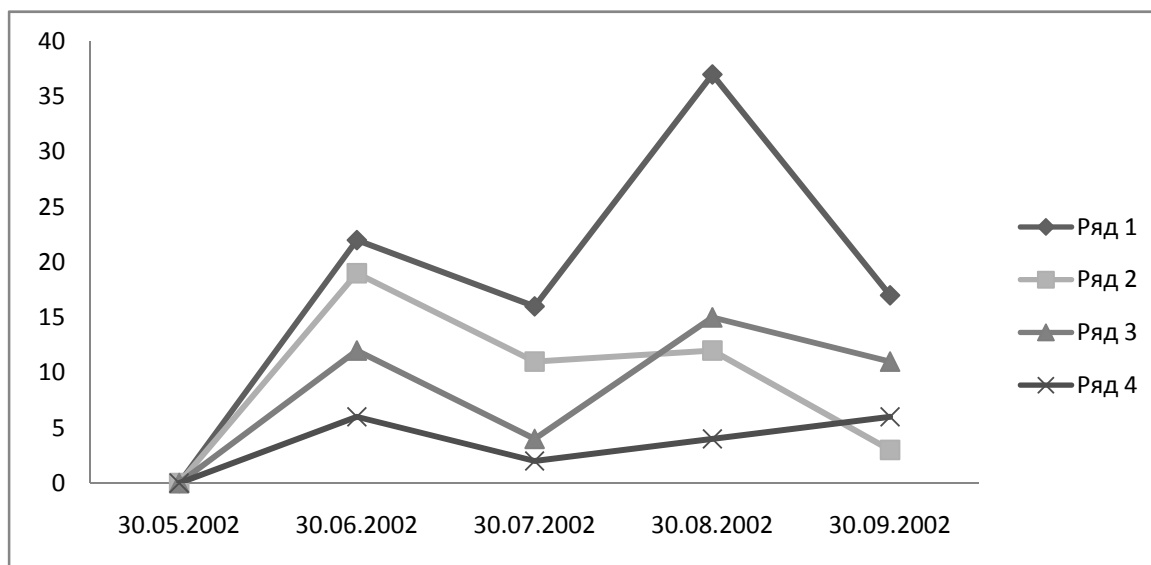


Рис. 2. Динамика численности психрофильных микроорганизмов на опытных и контрольной площадках. Гетеротрофные: 1 – опытные, 2 – контрольная; углеводородокисляющие: 3 – опытные, 4 – контрольная

В наибольшей степени обработка стимулировала рост углеводородокисляющих мезофильных микроорганизмов. К концу теплого периода года средняя суммарная численность их на обработанных площадках увеличилась с $2,8 \times 10^5$ до $1,95 \times 10^8$ кое/г сухой почвы, а углеводородокисляющих психрофилов – с $2,0 \times 10^5$ до $2,3 \times 10^7$ кое/г сухой почвы. Доля углеводородокисляющих мезофилов возрастала с 0,8 до 28,5% от общего числа гетеротрофов, напротив, доля психрофильных немного уменьшилась от 39,2% до 22,5%. Очевидно, характер изменения численности микроорганизмов различных групп обусловлен сезонным изменением условий среды, на которые практически невозможно воздействовать какими-либо мероприятиями по мелиорации почв. С другой стороны, абсолютные значения численностей микроорганизмов зависят от контролируемых условий среды, в данном случае корректируемых выбранными способами обработки почвы.

Положительное влияние обработки загрязненной почвы на численность микроорганизмов стало еще более заметно в начале следующего лета, через год после их проведения. Преимущественное стимулирование ме-

зофильных (гетеротрофных и углеводородокисляющих) микроорганизмов сохранилось. В сопоставимый календарный момент времени (через год численность углеводородокисляющих микроорганизмов увеличилась на 3 – 4 порядка, а абсолютное значение гетеротрофных достигло весьма больших значений – в среднем $4,92 \times 10^9$ кое/г сухой почвы. На контрольной площадке 5 численность углеводородокисляющих микроорганизмов была значительно меньше (в 63 раза), чем на обработанных, хотя доля их по отношению к общей численности гетеротрофов достигала 100%.

Комплексная обработка, которая стимулировала рост аборигенной микрофлоры в загрязненной почве, включала в себя внесение удобрения на каждой из площадок и два из других трех способов – внесение углеводородокисляющих микроорганизмов, сорбента и мела. Доза удобрений на всех площадках была одинаковой и эффект их действия не оценивали, принимая, что внесение биогенных элементов N и P, как правило, оказывает положительное влияние на биоремедиацию загрязненных земель [2, 4, 5]. Действие каждого из варьируемых способов можно сопоставить с другими на фоне внесенного удобрения. Для этого микроорганизмы на площадках, обработанных тем или иным способом, сравнивали со средней численностью микроорганизмов на остальных площадках, которые не обрабатывали этим способом.

Эффект от обработки загрязненной почвы путем внесения микроорганизмов, мела и Униполимера-М был неодинаков. Наиболее значимый положительный эффект дает внесение сорбента Униполимер-М, отрицательный – внесение мела. Внесение микробных культур оказывало менее значимое положительное влияние на микрофлору почвы.

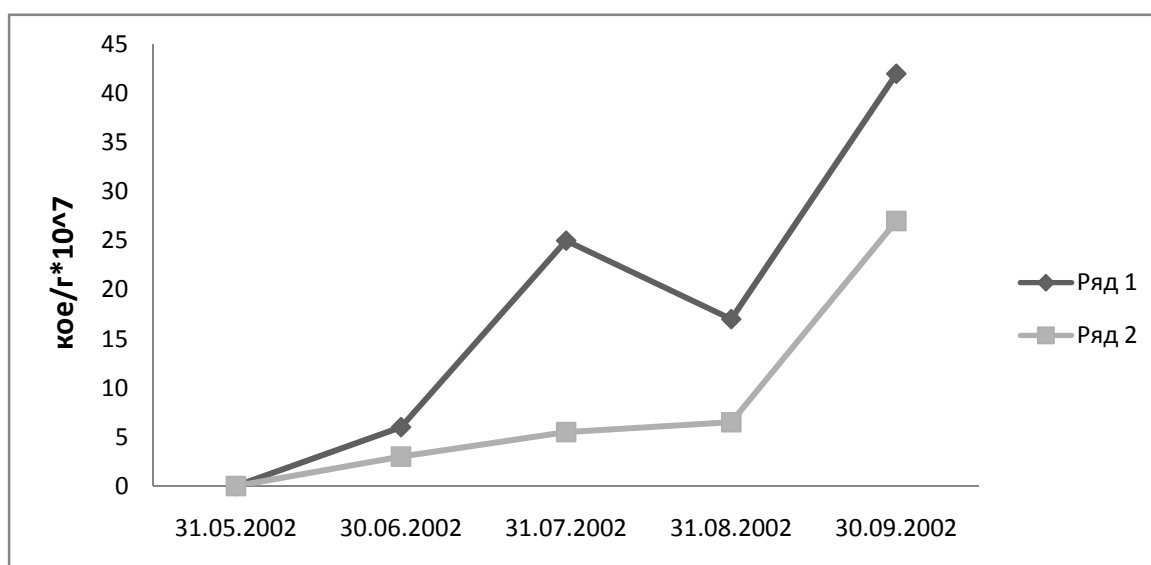


Рис. 3. Влияние Униполимера-М на динамику численности углеводородокисляющих мезофилов:

1 – при внесении сорбента; 2 – численность бактерий на площадке 2

Положительное влияние внесенного в почву полимера на развитие мезофильных микроорганизмов как гетеротрофных, так и углеводородокисляющих имело место в течение всего лета ($P = 0,9$). Это следует из сравнения динамики их численностей на площадке 2 и обработанных структурообразователем площадках 1, 3 и 4 (рис. 1-2).

Меньше было также падение численности психрофильных микроорганизмов в период жаркой погоды при наличии в почве карбамидоформальдегидного полимера. Сравнение данных для психрофильных гетеротрофных и углеводородокисляющих микроорганизмов на контрольных участках за июль показывает, что в почве на контрольном участке их численность снизилась по сравнению с участком, обработанным сорбентом (рис. 3).

1. При отрицательной температуре нефтезагрязненной почвы, обработанной сорбентом Униполимер-М, снижение численности микроорганизмов произошло меньше, чем на опытных участках, не обработанных сорбентом, потому что в этом случае почва дольше сохраняет тепло, сорбент сглаживает сезонные колебания температуры почвы, усиливает аэрацию с одновременным накоплением влаги и тем самым увеличивает численность нефтеокисляющих аборигенных микроорганизмов и способствует улучшению среды обитания микроорганизмов при рекультивации нефтезагрязненных почв, пахотных земель, включая северные регионы Сибири и Дальнего Востока.

2. Известкование оказывает отрицательное влияние на динамику формирования олеофильных микроорганизмов.

3. В умеренной климатической зоне численности психрофильных и психротрофных микроорганизмов сопоставимы с мезофильными. Доказано, что они дают значительный вклад в деструкцию поллютантов и их участие в биоремедиации загрязненных почв должно учитываться наравне с мезофильными микроорганизмами.

Список литературы

1. Мелкозеров, В.М. Результаты исследования рабочих характеристик полимерных сорбентов, используемых для очистки нефтезагрязненных объектов и предотвращения их возгорания / Мелкозеров В.М., Васильев С.И //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2013. № 1. С.32-38.

2. Мелкозеров, В.М. Очистка нефтезагрязненных земель и водоемов Сибири с применением адсорбентов/ Мелкозеров В.М., Васильев С.И., Гуревич Ю.Л //Нефтепромысловое дело. 2010. № 11. С. 58-61.

3. Гриценко А.И, Акопов Г.С., Максимов В.М. Экология, нефть и газ. М.: Наука, 1997. -598 с.

4. Мелкозеров, В.М. Технология очистки нефтезагрязненных земель, водоемов, лесных угодий и других ландшафтов/ Мелкозеров В.М., Васильев С.И, Мелкозеров М.Г//Вестник науки и образования. 2008. № 2. С. 7-13

5. Мелкозеров, В.М. Охрана окружающей среды и рациональное природопользование при разработке, эксплуатации нефтяных месторождений, транспортировке нефти и нефтепродуктов / Германия, Lambert Fcfltvbc Publishing/ – 2011 – 259 с.

ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 334.7

Использование ОАО НК «Альянс» возможностей для расширения рынка сбыта нефтепродуктов

Н.А. Гордеева*

*Научный руководитель канд. экон. наук Н.С. Кистенева
ФГБОУ ВПО «Самарский государственный экономический университет»*

Деловая репутация, сотрудничество с ведущими зарубежными компаниями-нефтетрейдерами позволяют НК «Альянс» увеличивать объемы реализации нефти и нефтепродуктов за счет расширения рынков сбыта. Чистая прибыль за 2-й квартал 2013 г. составила \$40 млн, выручка – \$906 млн, добыча в 3-м квартале 2013 г. – 53,6 тыс. баррелей в сутки.

НК «Альянс» ориентирована на внутренний рынок. Имея основу в секторе нефтепереработки и сбыта, компания наращивает активы и расширяет свою деятельность на смежные отрасли – разведки и добычи, транспорта и перевалки нефти и нефтепродуктов. Сильная сторона компании: развитая сеть оптового и розничного сбыта, гарантирующая различным категориям потребителей целый комплекс услуг, что при растущем спросе на нефтепродукты придает НК «Альянс» устойчивость на рынке, обеспечивает эффективность ее деятельности [8, с. 162].

В настоящее время российский рынок сбыта нефтепродуктов развивается быстрыми темпами: рост числа автозаправочных станций (АЗС) составляет более 10 % в год. Характерные тенденции рынка: возрастание конкуренции; уменьшение рентабельности бизнеса продаж нефтепродуктов; укрупнение сетей АЗС, в том числе за счет поглощения независимых операторов или заключения с ними договоров; реконструкция автозаправочных станций в автозаправочные комплексы (АЗК), повышение уровня требований потребителей к качеству обслуживания и набору сервисных услуг, ограничения ФАС на наращивание бизнеса компании в регионах ее традиционного присутствия [1, с. 151].

Основная сфера деятельности НК «Альянс» – оптовая реализация нефти и нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках. Ежегодные объемы реализации нефти на внутреннем рынке превышают 2 млн тонн, на

* © Гордеева Н.А., 2014.

внешнем рынке ежегодно реализуется более 1 млн тонн нефтепродуктов. В ближайшей перспективе компания планирует увеличение объемов поставок нефтепродуктов в страны Юго-Восточной Азии.

Эти планы связаны с увеличением объемов выпуска моторного топлива на Хабаровском НПЗ, принадлежащем компании. В 2012 г. завершена модернизация Хабаровского НПЗ – на территории предприятия выстроен практически новый завод. В результате увеличен выпуск нефтепродуктов до 5 млн тонн в год, качество доведено до стандартов ЕВРО-4 и ЕВРО-5.

Мощности завода по производству бензинов увеличены до 48 тыс. тонн в месяц с 2014 г., после пуска комплекса гидрокрекинга-гидроочистки предприятие будет выпускать 1,2-1,3 млн тонн дизтоплива класса 5. Объем переработки сырья на Хабаровском НПЗ в 2012 г. составил 3,9 млн тонн, в 2013 г. – 4,7 млн тонн. После ввода в строй нефтепровода мощность предприятия составит свыше 5 млн тонн в год. Близость к клиентам по сравнению с западными производителями, наличие собственной транспортной компании «Альянстрансойл» обеспечивают потребителям регулярность поставок, возможность отгрузок по заданному графику, поставки в сжатые сроки. На протяжении последних лет на хабаровской нефтебазе был полностью обновлен автопарк, доставку нефтепродуктов производят современные бензовозы лучших мировых марок.

Регионы расширения НК «Альянс»: Камчатка, Забайкальский край (создание сети АЗС), Магаданская область (оптовая поставка моторного топлива) [3, с. 53].

НК «Альянс» рассматривает Китай и Монголию в качестве перспективных направлений железнодорожных и речных поставок. Компания прорабатывает вариант создания собственной сети АЗС в районе поселка Фуюань (расположен на Амуре напротив Хабаровска).

Нефтяная компания «Альянс» приобрела 7 автозаправочных станций в Республике Бурятия. Эта сбытовая сеть будет работать под брендом «Альянс» в составе ООО «Альянс-Байкалнефлесбыт», дочернего общества НК «Альянс». Текущий объем реализации данной сети составляет 23 тыс. тонн автобензина и дизтоплива в год. Емкость регионального розничного рынка светлых нефтепродуктов оценивается в 225 тыс. тонн.

Четыре из семи приобретенных автозаправок расположены в Улан-Удэ, остальные – в районах республики (Хоринск, Мухоршибирь, Татаурово). НК «Альянс» выступает лидером на рынке нефтепродуктов Хабаровского края, ЕАО, Амурской области и Приморского края. В этих регионах действует 16 нефтебаз и 261 автозаправочная станция под брендом «Альянс», которые обеспечивают за счет реализации продукции Хабаровского НПЗ порядка 30 % региональных потребностей в нефтепродуктах. Помимо нефтепереработки и сбыта нефтепродуктов НК «Альянс» занимается добычей нефти в Ненецком АО, Татарстане, Самарской и Томской

областях, Атырауской области (Казахстан). НК «Альянс» – собственник нефтебазы ЗАО «Гаваньбункер» – планирует перевалку и увеличение реализации бункерного топлива, мазутов, дизельного топлива, бензинов и керосина.

Ориентировочный объем поставок светлых и темных видов нефтепродуктов на рынок Хабаровского и Приморского регионов составляет 4,5–5 млн тонн в год.

Структура рынка нефтепродуктов Дальневосточного региона представлена в табл. 1 [5, с. 48].

Таблица 1

Доли рынка основных НПЗ Дальневосточного региона

	Комсомольский НПЗ ОАО «Роснефть»	Хабаровский НПЗ НК «Альянс»	Остальные
Доля рынка	40-45 %	30-35 %	20-30 %
Мощность	Бензин – 850 тыс. т Дизель – 1,7 млн т Авиакеросин – 600 тыс. т Судовой мазут – 1,7 млн т	Бензин – 800 тыс. т Дизель – 1 млн т Судовой мазут – 1,4 млн т	

Предполагаемая структура сбыта нефтепродуктов (рис. 1):

- 33 % – экспорт (Япония, КНР, Корея и др.),
- 33 % – бункеровка российских и зарубежных судов,
- 33 % – реализация на внутреннем российском рынке.

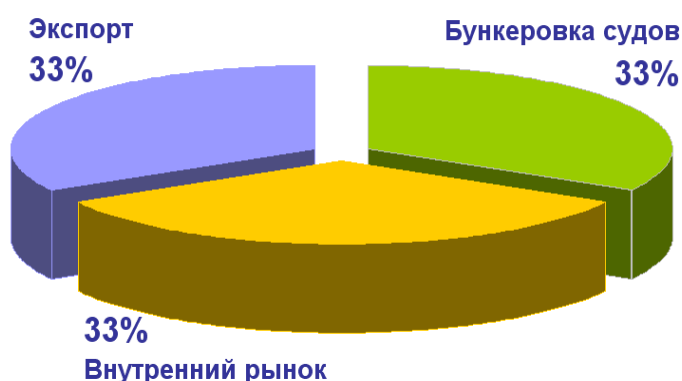


Рис. 1. Структура рынков сбыта нефтепродуктов [5, с. 49]

Весь прямогонный бензин (396 тыс. т в год) и около 37 % остаточного судового топлива RME-180 (200 тыс. т в год) будут поставляться на экспорт. Экспортеры:

- Daxin Petroleum Pte.Ltd., Сингапур.
- Японские торговые дома.

– Конечные покупатели (Китай, Корея, Япония, Тайвань, Индонезия, Вьетнам, Малайзия, Сингапур).

Все остальные нефтепродукты реализуются на внутреннем рынке Дальневосточного федерального округа. На внутреннем рынке 80 % реализации – трейдерам (Приморье, Камчатский край, Магаданская область); 20 % реализации – потребителям.

Планирование продаж на внутреннем рынке основывается на объемах реализации в прошедших периодах с учетом потребности новых клиентов, планируемых тендеров и новых крупных проектов. Розничная составляющая компании – сеть АЗС от Николаевска-на-Амуре до Бикина.

НК «Альянс» успешно использует преимущества аутсорсинга [4, с. 144]. На АЗК компании осуществляется торговля сопутствующими товарами, их номенклатура достигла нескольких тысяч позиций. НК «Альянс» закупила более 40 лицензий на «АйТи-Ойл»: Торговая система. Внедрение системы на все АЗК сети закончено в конце 2013 г. [2, с. 53]. Торговая система является единым решением для управления реализацией топлива, сопутствующих товаров и услуг в сети АЗК, позволяет полностью автоматизировать все процессы торгового предприятия: закупки, прием, хранение, реализацию, обслуживание клиентов; проводить централизованную ассортиментно-ценовую политику, повысить прибыльность торговли сопутствующими товарами и увеличить их долю в общем объеме продаж АЗК [7, с. 27].

Компания первой в регионе предложила систему обслуживания юридических лиц в сети АЗС по безналичному расчету посредством топливных карт и создания электронного личного кабинета для клиентов. Положительный эффект достигнут при использовании системы безналичных расчетов «АйТи»: выпущено 310 тыс. карт. Применение карт при оплате повысило качество и скорость обслуживания клиентов, предоставило возможность предлагать покупателям выгодные условия покупок: клиенты могут приобрести товары со скидкой, размер которой зависит от типа оплаты, времени совершения покупки.

Увеличение выпуска продуктов, повышение качества, расширение ассортимента – вклад НК «Альянс» в социально-экономическое развитие Дальневосточного региона, имеющего стратегическое значение [6, с. 39].

Список литературы

1. Журавлев В.Р., Кузнецов В.А. Секреты российского рынка нефтепродуктов // Экономические науки. – 2013. – №8(146). – С. 149-152.
2. Закиров К. Сервис – рынок потребителя // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 10. – С. 52-55.
3. Кипанин С.А. Перспективы развития нефтедобывающей отрасли России. М.: Тезаурус. – 2012. – 175 с.

4. Кони́на Н.Ю. Управление транснациональными корпорациями в условиях глобальной конкуренции // Проблемы теории и практики управления. – 2012. – № 5. – С. 134-147.

5. Кучеватова Л.И. Структура российского рынка нефтепродуктов: проблемы и перспективы // Бизнес-информ. – 2013. – №6. – С.45-57.

6. Протопопов М.К. Конкурентная стратегия отраслей как механизм социально-экономического развития регионов // Экономика и общество. – 2013. – №7. – С. 24-41.

7. Сычева О.С. Стратегические партнерства как инструмент повышения эффективности российской нефтегазовой отрасли // Российский экономический журнал. – 2013. – №5. – С. 23-41.

8. Уоллес Р. Стратегические альянсы в бизнесе: технологии построения долгосрочных партнерских отношений и создание совместных предприятий.: пер. с англ. – М.: Добрая книга, 2005. – 288 с.

УДК 65.011.46

Анализ деятельности российских ВИНК по внедрению ресурсосбережения

Е.А. Калинин *

*Научный руководитель канд. экон. наук, доц. А.А. Пельменёва
ФГБОУ ВПО «Российский государственный университет нефти и газа
им. И.М.Губкина»*

Для осуществления модернизации отрасли большое значение имеет развитие и внедрение новых технологических процессов [3]. Но в настоящее время на российский рынок активно продвинулись ведущие мировые лицензиары и инжиниринговые компании, обладающие большим финансовым потенциалом. С отечественного рынка вытесняются российские проектные организации инжиниринговых услуг, осуществляется резкий рост количества импортного оборудования при модернизации НПЗ. Вместе с тем в последние годы ведущими российскими организациями накоплен значительный потенциал для изменения ситуации на отечественном рынке инжиниринговых услуг в области нефтепереработки. Разработано значительное количество новых конкурентоспособных на мировом рынке промышленных технологий переработки углеводородов.

Одним из немногих проектов, который соединил в себе исключительно российские инновации, стал проект по разработке технологии каталитического крекинга вакуумного газойля, реализованный на ОАО «ТА-

* © Калинин Е.А., 2014.

ИФ-НК». Данная технология позволяет получать компонент бензина, выход которого составляет – 56 %, ОЧИ- 94,2, расход свежего катализатора менее 0,5 кг/т сырья [6].

Необходимость энергосбережения неоднократно подчеркивалась и государством, и самими компаниями в связи с высокой энергоемкостью процессов переработки нефти – затраты на энергию составляют около 65 % от всех операционных затрат российского НПЗ [2].

Рассмотрим мероприятия, проводимые компаниями для улучшения эффективности собственной работы. Многие из поставленных целей должны быть реализованы до 2015 года в рамках модернизации НПЗ, если отечественные предприятия будут стремиться к сохранению конкурентоспособности, сокращению отставания от мирового технологического уровня и поддержанию положительной маржи при данной системе налогообложения.

Компания «ЛУКОЙЛ» воспользовалась услугами Solomon Associates в 2010 году, и в соответствии с результатами проведенного энергоаудита и оценки была составлена программа достижения целевых показателей. Например, компания рекомендует на всех предприятиях группы применять метод «пинч-анализ» для оптимизации энергопотребления [1].

Проанализируем энергообеспечение и энергосбережение на примере ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (крупнейший завод группы): по итогам 2013 г. структура распределения количества потребляемых предприятием топливно-энергетических ресурсов в их процентном соотношении выглядит следующим образом: 75% составляют различные виды топлива; 16% —электрическая энергия и около 9% – тепловая энергия, покупаемая со стороны [12]. Стратегическими целями, которые поставлены перед предприятием в направлении энергоэффективности, являются:

- повышение надёжности систем энергоснабжения;
- сокращение затрат на эксплуатацию энергетического оборудования;
- снижение удельного энергопотребления на единицу выпускаемой продукции [15].

Главная перспективная задача по индексу энергоёмкости для предприятия следующая – его достижение к 2021 году уровня 2-го квартиля со снижением индекса энергоёмкости до 92%. По итогам 2013 г. компания на границе 3 и 4 квартилей с индексом энергоёмкости 107%. Компанией запланированы различные проекты по обеспечению надёжности энергоснабжения и снижению потребления ТЭР. Сами мероприятия подтверждаются значительными объемами финансирования и характеризуются сроками реализации 1-2 года со сроком окупаемости 3-10 лет.

Благодаря мероприятиям Программы энергосбережения за последние два года удалось сэкономить 1 млн 282 тыс. кВт ч электрической энер-

гии, 31485 Гкал тепловой энергии, 2912 т.у.т. котельно-печного топлива. Одновременно с целью обеспечения в ближайшей перспективе снабжения предприятия тепловой и электрической энергией полностью от собственных источников прорабатывается в настоящее время технико-экономическое обоснование для строительства Энергоцентра. Разработку ТЭО ведет организация ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг» с рассмотрением двух основных вариантов для реализации проекта; один – с использованием в качестве топлива тяжелых остатков нефтепереработки (остатков гидрокрекинга), а второй – с использованием в качестве топлива природного газа. ООО «ЛУКОЙЛ-НижегородНИИпроект» занимается проведением энерготехнического аудита на предприятиях группы ЛУКОЙЛ с целью повышения энергоэффективности и внедрения предлагаемых мероприятий. Специалистами было определено, что экономический эффект от проводимого аудита достаточно высок и оправдывает вложенные средства: в нефтепереработке он составляет 47,8 руб. на 1 руб. вложенных в проведение мероприятий средств [13].

«Роснефть» также провела анализ по методике Solomon: было выявлено, что на сегмент переработки приходится $\frac{1}{4}$ всех ТЭР по состоянию на 2013 год (около 30 млрд руб. в стоимостном эквиваленте), при этом 46% в структуре энергобаланса переработки нефти занимает электроэнергия, 28% – топливо и 26% приходится на тепловую энергию. В связи с тем, что НПЗ компании в России не соответствуют среднемировому уровню по показателю эффективности использования энергии, было принято решение уделить особое внимание энергосберегающим технологиям по всей технологической цепочке переработки нефти. В программу вошли: оптимизация тепловых, электрических нагрузок, эффективность потребления топлива. Кроме того, планируется создать автоматизированную систему контроля энергоэффективности, куда войдут и более 32 000 добывающих скважин, и 360 объектов инфраструктуры, и 130 ТУ НПЗ; систему тиражирования успешных пилотных проектов в рамках энергосбережения; обучения персонала, дистанционное тестирование и стажировка на зарубежных НПЗ с целью получения компетенций по энергоэффективности. Затраты на реализацию программы энергосбережения Downstream составляют более 3,5 млрд руб., а экономия энергоресурсов в 2014-2018 гг. превысит 10 млрд руб [15].

Энергоэффективность и экологическая безопасность являются приоритетами как для компании в целом, так и на конкретных НПЗ. Сызранский НПЗ входит в структуру Самарской группы НПЗ "Роснефть". С 2012 года он полностью перешел на выпуск бензинов стандарта Евро-3, в настоящее время проводится инвестиционная программа по глубокой модернизации производства, целью которой является переход на выпуск продукции по экологическому стандарту Евро-5. В середине прошлого года

была отгружена первая партия товарного бензина и ДТ Евро-5, предприятие стало первым в регионе, освоившим выпуск такого топлива.

Переход на новые более экологически безопасные стандарты топлив влечет за собой увеличение выхода сероводорода. Для обеспечения полной его утилизации в 2010 году на СНПЗ была введена установка по производству серной кислоты методом "мокрого катализа", это позволило без ущерба для окружающей среды утилизировать сероводород и нарастить производство товарной серной кислоты в 2 раза. В 2011 году были запущены и объединены в единый уникальный для страны комплекс два объекта: установка изомеризации и блок выделения бензолсодержащей фракции. Изомеризация обеспечивает выпуск автобензинов Евро-4 и 5, а блок БСФ используется для снижения содержания ароматических углеводородов в товарной продукции. Вредный для экологии бензол, выделенный блоком, направляется на изомеризацию, что увеличивает совокупный выход автобензинов. Для очистки сточных вод используется установка ультрафиолетового обеззараживания стоков (УФО) вместо метода хлорирования воды, которая потом сбрасывалась в реку. Также используется установка водоочистки ВЕМКО (Baker Hughes), обеспечивающая эффективную физико-химическую очистку воды перед поступлением ее на биосоружения.

Достижение цели по сокращению вредных выбросов в атмосферу планируется через функционирующую с 2009 года передвижную лабораторию, осуществляющую контроль атмосферного воздуха в режиме реального времени, по итогам 2012 года объемы вредных выбросов на предприятии ниже установленных нормативов на 23%.

"Башнефть" характеризуется широким внедрением инноваций в нефтепереработке. По оценке Solomon, компания находится лишь в 3 квартиле по показателю ЕП, однако ряд стратегических решений может вывести компанию к 2020 году на уровень 1-2 квартиля [8]. Так, на "Уфанефтехиме" построен комплекс производства элементарной серы методом Клауса, введена в эксплуатацию установка замедленного коксования мощностью 1,2 млн тонн в год – автоматизация процесса позволила полностью исключить ручной труд и максимально снизить вредное воздействие на окружающую среду. УНПЗ стал первым в России заводом, работающим на собственном пару. На территории завода есть своя котельная, поэтому предприятие не покупает тепловую энергию на ТЭЦ. В целом к стратегическим целям энергосбережения "Башнефти" относятся:

- модернизация технологического оборудования и внедрение энергосберегающих технологий;
- высокоэффективная система управления потреблением электроэнергии;
- оптимизация выработки и потребления тепловой энергии;

– развитие собственных источников генерации.

«ТАИФ-НК» также за счет внедрения инноваций, позволяющих сократить расход энергии, удалось добиться более рационального использования ТЭР и значительной экономии в более 300 млн руб [4].

Противоположным примером можно считать «ТАНЕКО», у которой после внедрения ряда установок энергозатраты в 2012 году значительно увеличились (в 16,5 раза по общему объему), что привело к их росту в денежном выражении на порядок (в 10 раз по сравнению с предыдущим годом), превысив 1,5 млрд руб [10]. В перспективе планируется дальнейшее увеличение мощностей выпуска, при сохранении такой динамики изменения затрат на энергию это может привести к существенному снижению прибыли вплоть до критически низких значений. Компании необходимо введение более строгой системы учета энергопотребления и контроля затрат, чем действует на данный момент.

У «Газпромнефть» энергозатраты в 2013 году по 3 НПЗ составили 22% от себестоимости производимой продукции (наибольшая доля), в связи с ростом тарифов доля энергозатрат будет продолжать расти, если не будут предложены варианты изменения. Стратегия развития ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» до 2020 года имеет целью достижение передовых показателей энергоэффективности в отрасли. Задачи:

1) 2010-2015 гг. – снизить энергопотребление на 15% к уровню 2010 года с учетом перехода на производство моторных топлив класса 5;

2) 2016-2020 гг. – снизить дополнительно энергопотребление на 25% за счет дальнейшей реконструкции завода и увеличения эффективного объема переработки нефти до 12 млн тонн/г и увеличения глубины переработки до уровня более 95%.

Строительство установки флексикокинга с энергоблоком в 2020 года позволит обеспечить МНПЗ: на 100% потребность в паре; на 50% потребность в электроэнергии; повысить надежность энергоснабжения предприятия за счет введения 3-го источника снабжения; вывести из эксплуатации устаревшие котельные [7].

Суммарные инвестиции в энергетику составят более 15 млрд руб. до 2020 г. Для всех НПЗ уже разработана техническая политика, в которой прописан комплекс конкретных технических решений и рекомендаций по проектированию, эксплуатации и модернизации энергетических систем и оборудования, а также методики по формированию программы энергосбережения, мониторинга и верификации величины экономии энергоресурсов. Руководящим корпоративным документом для внедрения системы стал стандарт «Система энергоменеджмента предприятий нефтепереработки БЛПС ОАО «Газпромнефть». Развивать систему энергоменеджмента «Газпромнефть» планирует в несколько этапов. Первый – создание единой методологической базы – уже пройден на уровне корпоративного центра

и сегмента переработки. На втором этапе система внедряется на пилотных предприятиях, что позволит оценить ее фактическую эффективность на производстве. Эти предприятия уже определены: «Газпромнефть-ОНПЗ» и «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Третьим этапом станет последовательное каскадирование СЭнМ на предприятия компании. Официальной оценкой внедрения системы энергоменеджмента должно стать получение сертификата соответствия требованиям международного стандарта ISO 50001:2011.

«ТНК-ВР» во время своего существования на всех НПЗ группы использовала методику сравнительного анализа Solomon для определения целевых показателей повышения энергоэффективности на НПЗ и мониторинга совокупной эффективности их эксплуатации [9].

Определение целей и контроль прогресса осуществлялся в несколько этапов – шагов:

- 1) цели (ЕП – ориентир повышение энергоэффективности);
- 2) фокус (цели по повышению энергоэффективности каждой конкретной ТУ);
- 3) контроль и замеры (ежесуточный мониторинг и анализ ЭЭ на уровне ТУ):

- для каждой установки – целевой показатель потребления энергии на тонну сырья на основании наилучших достижений;
- проводится ежедневно; кураторы – инженеры установок;
- отклонения от целевого показателя регистрируются и исследуются.

С внедрением такой системы компании удалось улучшить собственные показатели, например, при строительстве установки предварительного воздуха на АВТ. Эффективность работы самой установки повысилась на 5% до 90%, выбросы CO₂ сократились на 19 тыс.т в год, индекс ЕП повысился на 0,85 (что существенно для инфраструктурного объекта). В целом экономия составила более 133 млн руб. год (в ценах 2013 года)

Программа повышения эффективности производства, используя опыт Solomon, предполагает для российских НПЗ следующие преимущества:

- повышение эффективности до 30-40% при минимальных капитальных затратах или полном их отсутствии: первоочередные мероприятия (Quick-hits) – сокращение на 5-10%; отсутствие/минимум инвестиций – сокращение на 25-30%;
- первоочередные мероприятия (Quick-hit) быстро приносят доход без капитальных вложений в течение 3-4 месяцев;
- усовершенствования с отсутствием/минимумом капзатрат приносят значительную выгоду в течение 6-12 месяцев;
- в основе усовершенствований лежит внедрение наиболее успешного опыта, что обеспечивает из года в год устойчивую экономию;

– в стоимостном выражении выгоды оцениваются в десятки миллионов долларов в год.

Список литературы

1. Антонов М.Л. Инвестиционная стратегия группы “ЛУКОЙЛ” в области нефтепереработки в изменившихся макроэкономических условиях, 2011.
2. Гайда И.В. Путь к глобальной конкурентоспособности: повышение энергоэффективности нефтегазового комплекса (BCG) // Материалы форума ENES Expo, 2013.
3. Гиллилингс К. Претворяя в жизнь интеллектуальные нефтеперерабатывающие технологии завтрашнего дня // «Интеллектуальная нефтепереработка», приложение издания “ FUEL”. – 2013. – С. 23.
4. Заседание Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков // ИнфоТЭК. – 2013. – №4. – С.36-44.
5. Заседание Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков // ИнфоТЭК. – 2013. – №2. – С.30.
6. Капустин В.М. Инновационное развитие нефтепереработки в России. Энергетика и нефтегазохимический комплекс Татарстана в начале XXI века: Сборник справочной информации для руководящих работников и ведущих специалистов, 2012. – №8.
7. Капустин В.М. Крупнейшие проекты модернизации российских НПЗ, ОАО «ВНИПИнефть» // Материалы The Projects Forum, 2013.
8. Колесников А.О. Стратегия развития нефтепереработки ОАО АНК «Башнефть». Актуальные результаты и перспективные планы // Материалы 3-го Саммита руководителей нефтеперерабатывающей и газовой отрасли России и СНГ, 2013.
9. МакДэвитт К. Повышение энергоэффективности (ТНК-ВР) // Материалы форума ENES Expo, 2013.
10. Нобатова М. ТАНЕКО: проект с чистого листа // “Нефтегазовая вертикаль”. – 2012. – №1. – С. 58-60.
11. Нюбатова М. Газпромнефть: модернизация переработки // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – №23-24. – С. 62-64.
12. Под 100 %: “Лукойл-ННОС” стремится максимально увеличить глубину переработки // Нефть и капитал. – 2012. – № 12 (196). – С. 34-36.
13. Справочник аналитика 2012 // ОАО “ЛУКОЙЛ”, 2012.
14. Техническая политика ОАО «ЛУКОЙЛ» в области энергетической эффективности, 2011.
15. Шишкин А.Н. Повышение энергоэффективности в ОАО «НК Роснефть» // Материалы круглого стола: “Энергоэффективность нефтегазовой отрасли: место России в мировом рейтинге и программа действий ” в рамках II Международного форума ENES Expo, 2013.

Обоснование экономической эффективности модернизации буровой установки

К.А. Башмур, Е.В. Костоулова*

Научный руководитель ст. преподаватель Е.В. Костоулова
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»

Рынок бурового оборудования является частью нефтегазового комплекса, обеспечивающего сохранение и воспроизводство минерально-сырьевой базы. Во всем мире происходит интенсификация процессов бурения, а также обновление существующего парка бурового оборудования. Производство нефтегазового оборудования (в том числе буровой техники) является стратегической отраслью экономики. На рис. 1 можно рассмотреть структуру владения буровыми установками (БУ) в России [1].

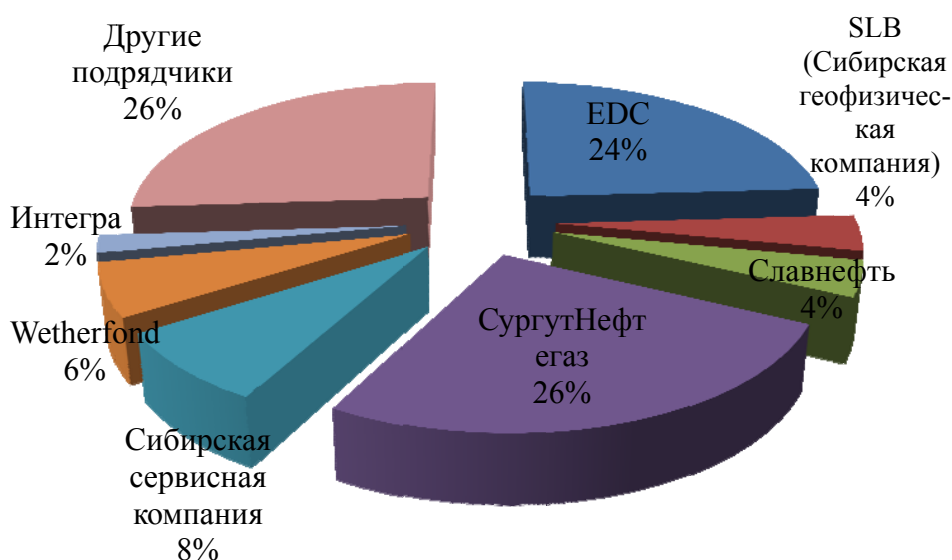


Рис. 1. Структура владения буровыми установками в России

Согласно базовому прогнозу Research.Techart, соотношение внутреннего производства и импорта оборудования будет изменяться в сторону отечественного производства – более 50 % после 2013 г. А в период до 2020 г. объем увеличится на 1,7 – 1,8 тыс. шт. Из всего парка буровых установок России 70 % имеют срок эксплуатации более 20 лет и требуют замены комплектующих. Ожидается увеличение производства буровых установок в мире на 750 шт/год до 2018 г. (рис. 2). Денежный потенциал по замене приводов вращателей буровых установок составляет 1,5 млрд рублей в год.

* © Башмур К.А., Костоулова Е.В., 2014.

Использование импортных систем верхнего привода (СВП) ведет к деградации отечественного машиностроения, закрывая перспективы инновационных разработок. Отрицательную роль играет высокая стоимость импортного оборудования, достигающая 90 млн руб., а также высокая стоимость сервисного обслуживания, требующая строительства специальных центров. Так, по оценкам В. Эпштейна, разница в цене между российскими СВП и импортными составляет примерно 30 %. Таким образом, можно судить и о стоимости СВП отечественного производства – от 1,1 до 1,4 млн дол. Цены на импортные СВП, названные Ю. Бределевым, на порядок выше. По его мнению, на сегодняшний день средняя стоимость электрических верхних приводов в России составляет \$2,5 млн (250 т), \$2,8 млн (350 т), \$3,3 млн (500 т). Следовательно, стоимость отечественной разработки – 1,7 млн дол.

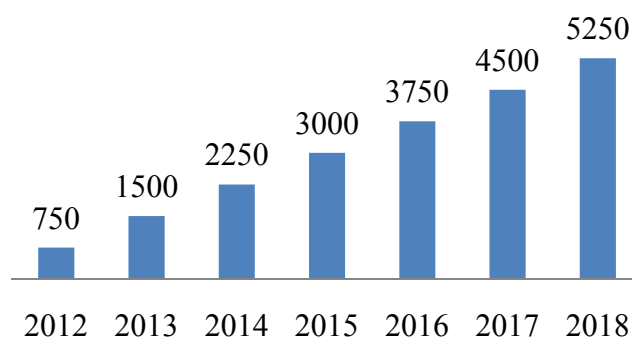


Рис. 2. Динамика производства буровых установок в мире

На сегодняшний день на рынке представлен огромный ряд редукторов (рис. 2) разного назначения с разной ценовой политикой – как зарубежного, так и отечественного производства. Возросли потребности в компактных редукторах с высокими характеристиками КПД и большими передаточными отношениями. Исходя из анализа существующих конструкций редукторов предложена конструкция на основе эксцентрикового движения с внутренним эвольвентным зацеплением. Разработка редуктора на основе эксцентрикового движения позволит значительно упростить технологию изготовления и снизить металлоемкость изделия.

В качестве аналога редуктора для вращателей буровых установок можно выделить редуктор HYDRA, имеющий передаточное число на двух ступенях около 100, крутящий момент 40 кН·м и стоимость 600 тыс. рублей (с гидроприводом).

В настоящее время необходима разработка принципиально нового редуктора с осевым расположением приводных шестерён.

Редуктор должен иметь высокие приводные характеристики (крутящий момент до 500 кН·м, передаточное число до 125 и возможность ис-

пользования отечественных регулируемых гидромоторов) и быть способным пропускать вал через ось привода.

Применение эксцентрикового редуктора позволит выполнить все требуемые технические характеристики, превзойти двухступенчатый редуктор итальянского производства по многим параметрам.

Современные разработки новых конструкций редукторов обладают определенным набором преимуществ перед вышеперечисленными механизмами: редуктор с использованием эксцентрико-циклоидального зацепления, редукторы с промежуточными телами качения, подшипниковый редуктор TwinSpin, планетарно-цевочные редукторы. Данные типы редукторов обладают компактностью и имеют большие передаточные числа. Однако изготовление таких редукторов требует специального станочного парка и высокой точности обработки деталей, что, в свою очередь, на порядок увеличивает себестоимость механизмов и требует больших временных затрат на производство. Механизм подшипниковый редуктора сложен, так как используется большое количество деталей. Цевочные передачи обладают низким ресурсом из-за износа поверхностей цевки (наличие трения скольжения вместо трения качения).

Червячные редукторы обладают высокими передаточными числами, но у данных механизмов низкий КПД за счет появления скользящих поверхностей между червяком и зубчатым колесом. Например, КПД червячного редуктора Ч-80 с передачей 1:80 российского производства составляет 58 %.

Графическое представление сравнения конструкций показано на многоугольнике конкурентоспособности (рис. 3).

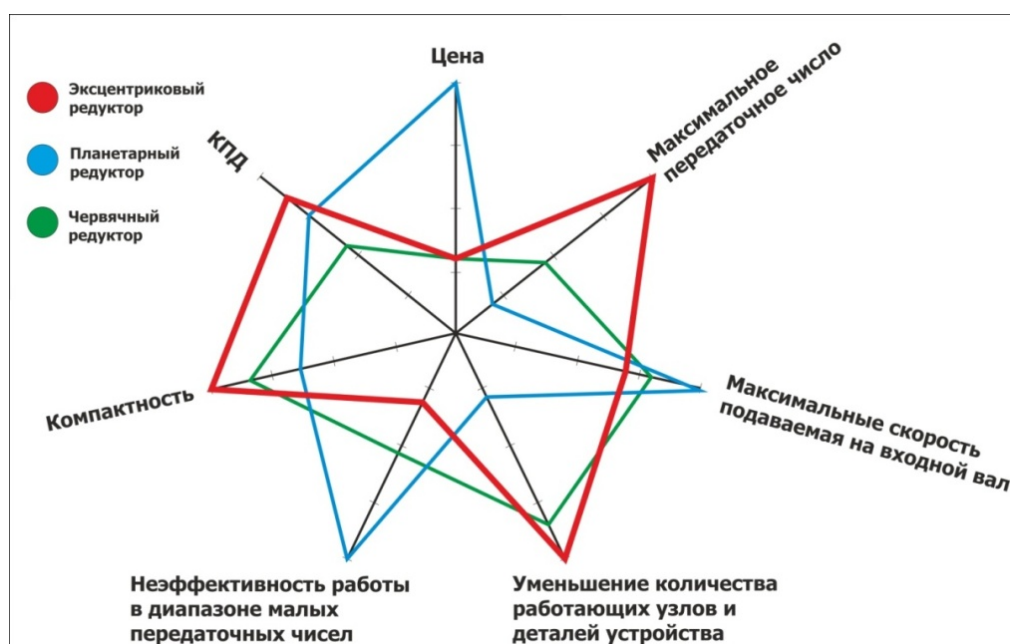


Рис. 3. Многоугольник конкурентоспособности

Преимущество предлагаемого редуктора перед волновыми редукторами заключается в замене жестким зацеплением традиционно гибкого элемента (колеса, имеющего ограничения в передаче больших крутящих моментов и теряющего КПД на деформацию). Также одной из главных особенностей является его компактность и небольшой вес по сравнению с планетарными редукторами, возможность передавать высокие крутящие моменты.

Технические показатели выражают отдельные конструктивные и эксплуатационные параметры и свойства получаемого редуктора, используются в качестве исходных данных для расчета экономического эффекта совершенствования создаваемого редуктора.

Основными частными показателями сравнительной экономичности вариантов, выбрав за базу сравнения планетарный редуктор с эквивалентными техническими характеристиками (крутящий момент) для верхнего привода буровых установок, являются:

1. Снижение материалоемкости, в том числе относительной массы.
2. Повышение надежности (долговечности).
3. Увеличение коэффициента полезного действия.

Эти характеристики отвечают основным потребительским качествам редукторов. Экономический эффект от внедрения результатов исследования в сфере производства редукторов проявляется в снижении материалоемкости, надежности и эргономичности единицы редуктора вследствие совершенствования её конструкции.

Затраты на материалы проектируемого редуктора оцениваются в 6 тыс. рублей против затрат на аналог 15 тыс. рублей, так как используется внешнее эвольвентное зацепление; две ступени редуктора вместо одной эксцентрикового редуктора; увеличенное количество опор трения (трение второго рода, вместо первого рода). Всё это увеличивает габариты и, соответственно, массу, а также дополнительные затраты на покупные изделия.

Принимая объем выпуска редукторов, равным объему производства новых буровых установок до 2018 г. 5250 шт., экономический эффект от снижения материалоемкости составит 49,61 млн рублей. Срок службы базового и проектируемого варианта 5000 и 10 000 часов соответственно. Рассматривая промежуток времени и производства за это время редукторов в количестве 5250 штук для вращателей буровых установок, примерная экономия средств на не требующие замены редукторы составит 52,5 млн руб. Сравнивая планетарный и эксцентриковый редукторы, отметим, что в среднем КПД эксцентрикового редуктора на 37 % больше. Здесь экономический эффект будет выражаться в снижении количества киловатт-часов на работу менее мощного двигателя.

Мощность, подводимая к различным двигателям СВП, варьируется в широких пределах от 220 до 500 кВт. Расчет проведем для наиболее часто

используемого параметра в 300 кВт. Учитываемые в расчете номинальной мощности потери на КПД равны 37 %. Потеря номинальной мощности составит 111 кВт, а расход топлива от потерь номинальной мощности 27 л/ч. Срок службы системы верхнего привода – 740 часов. Экономический эффект от увеличения коэффициента полезного действия за срок службы СВП, с учетом объема выпуска, стоимости дизельного топлива 26,45 руб/л составит 2,774 млрд рублей. Использование в системе верхнего привода прототипа позволит исключить дополнительный редуктор, применяющийся для увеличения крутящего момента. Цена данного прибора колеблется в пределах 100 тыс. рублей. В итоге путем инженерного совершенствования конструкции удалось вычленить дополнительный механизм в конструкции верхнего привода, что приведет к значительной экономии средств, тратящихся на дополнительный редуктор в 525 млн рублей.

Общий экономический эффект за 5 лет ориентировочно составит 3,401 млрд рублей.

Необходимые инвестиции для осуществления проекта – запасы материалов и комплектующих изделий на новое оборудование, монтаж оборудования и другие расходы составят 12,154 млн рублей. Срок окупаемости проекта, исходя из величины инвестиций и экономического эффекта, составит не более двух дней (без учета косвенных признаков типа технологии изготовления).

В результате проведенных исследований конкурентоспособности и расчетов экономического эффекта можно говорить о сверхприбыльности проекта; наглядно продемонстрирован благоприятный фон для вложения инвестиций и показаны конкретные статьи доходов инвесторов.

Список литературы

1. Рынок бурового оборудования для нефтегазовой отрасли. Сфера Нефтегаз // Буровое оборудование. – 2011. – № 1. – С. 17–20.
2. Верхний привод жемчужина буровой: хорошего понемножку // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 15. – С. 24–30.
3. <http://hydrahammer.it>
4. <http://gidromolot.tradicia-k.ru/product/index.php?id=55263>
5. <http://top-drive.ru/ru-topdrive.html>.

УДК 636

Повышение рентабельности производства красноярской птицефабрики за счет внедрения технологий, работающих по принципу замкнутого цикла

Г.О. Александров, Л.О. Сидельников*

*Научный руководитель учитель биологии высшей категории
Ю.В. Прокофьев*

Введение

Красноярская птицефабрика – это один из примеров сельскохозяйственного производства, для которого проблема повышения рентабельности стоит очень остро. Это одна из птицефабрик, входящих в состав агрохолдинга «Сибирская губерния», имеющего целый ряд производств: производство куриного мяса и яиц, производство мяса индейки, производство по выращиванию фуражного зерна, производство комбикорма, производство продуктов питания, а также собственную торговую сеть.

Именно комплекс имеющихся производств, позволяет агрохолдингу оставаться рентабельным и приносить прибыль.

Рабочая гипотеза исследования: Внедрение энерго- и ресурсосберегающих технологий, работающих по принципу замкнутого цикла на Красноярской птицефабрике, может дать положительный экономический и экологический эффект, повысить рентабельность производства куриного мяса и снизить экологический ущерб, наносимый данным производством окружающей среде.

Цель: Разработать комплекс мероприятий, направленных на снижение экологического ущерба, наносимого окружающей среде, и повышение рентабельности производства Красноярской птицефабрики за счет внедрения энерго- и ресурсосберегающих технологий, работающих по принципу замкнутого цикла.

Из выше поставленной цели вытекают следующие задачи:

1. Изучить технологический цикл производства куриного мяса на Красноярской птицефабрике.

* © Александров Г.О., Сидельников Л.О., 2014.

2. Рассчитать количество органических отходов, требующих утилизации, образующихся в процессе реализации технологического цикла куриного мяса на Красноярской птицефабрике.

3. Оценить экологический ущерб, наносимый окружающей среде Красноярской птицефабрикой.

4. Предложить комплекс мероприятий, направленных на снижение наносимого экологического ущерба и повышение рентабельности производства Красноярской птицефабрики.

5. Вычислить экономический эффект, полученный в результате реализации предложенного комплекса мероприятий, направленных на снижение наносимого экологического ущерба и повышение рентабельности производства Красноярской птицефабрики.

Обоснование целесообразности внедрения и использования

Производство биогаза, биоудобрений на Красноярской птицефабрике позволит снизить себестоимость животноводческой продукции, повысит её конкурентоспособность с аналогичной продукцией отечественного и импортного производства, позволит значительно сократить экологический ущерб, наносимый птицефабрикой окружающей среде.

ГЛАВА 1. Процесс производства биогаза

Биогаз образуется в природе только в том случае, если органические соединения разлагаются в анаэробных (без доступа воздуха) условиях, например в болотах, на берегах водоемов и в пищеварительных трактах определенных животных.

Технология переработки отходов методом анаэробной ферментации известна с древних времен, но только сейчас, используя современные материалы, конструктивные решения, приборы контроля и компьютерное управление, удалось создать новые биогазовые установки, обладающие очень привлекательными технико-экономическими показателями.

Для промышленного производства биогаза требуется разработка комплексной технологии, включающей в себя такие компоненты, как накопитель биомассы, метантенк (ферментатор), в котором происходит сбраживание, и резервуар для биогаза с системой очистки газа.

Следовательно, для нормального синтеза биогаза необходимо:

1. Поддерживать оптимальный температурный режим.
2. Обеспечивать нейтральный уровень pH.
3. Предотвращать попадание в субстрат веществ, негативно влияющих на микроорганизмы или ингибирующих процесс синтеза метана.
4. Не допускать возникновения механических препятствий для свободного выхода газа.

Следует добавить, что оптимальный уровень температуры и кислотности сильно зависит от конкретного вида бактерий. Также в последнее время институтом органической и физической химии им. А.Е. Арбузова найдены вещества, способные стимулировать процесс синтеза биогаза. Ими являются зеленая масса растения амарант и ростостимулирующий препарат мелафен.

Установки для производства биогаза из органических отходов обычно подразделяют на четыре основных типа:

- без подвода тепла и без перемешивания сбраживаемой биомассы;
- без подвода тепла, но с перемешиванием сбраживаемой биомассы;
- с подводом тепла и с перемешиванием биомассы;
- с подводом тепла, с перемешиванием биомассы и со средствами контроля и управления процессом сбраживания (данный тип производства в наибольшей степени соответствует условиям Красноярской птицефабрики).

Биореактор

Биореактор – это основа любой биогазовой установки, и к его конструкции предъявляются достаточно жесткие требования. Так, корпус биореактора должен быть достаточно прочен при абсолютной герметичности его стенок. Обязательны хорошая теплоизоляция стенок и их способность надежно противостоять коррозии. При этом необходимо предусмотреть возможность загрузки и опорожнения реактора, а также доступ к его внутреннему пространству для обслуживания.

Формы реакторов весьма разнообразны. Так, с точки зрения создания наиболее благоприятных условий для перемешивания жидкого субстрата, накапливания газа, отвода осадков и разрушения образующейся корки представляется целесообразным использование резервуара, формой напоминающего **яйцо**. Крупные реакторы такой формы обычно сооружают из бетона.

Существуют цилиндрические резервуары с конусными верхней и нижней частями, с характерным небольшим пространством для накопления газа и ограниченным объемом для плавающей корки, а также с хорошим отводом шлака. Однако в подобных реакторах создаются менее благоприятные условия для перемещения жидкого субстрата. Резервуары большого объема такой формы, используемые в коммунальных установках для очистки и разложения стоков, как и реакторы в форме яйца, изготавливают из бетона. Однако «цилиндрические» реакторы несколько дешевле. В индивидуальных хозяйствах обычно используют реакторы цилиндрической формы, небольшой вместимости, делают из стали или из стеклопластика.

Для Красноярского края (особенно юго-восточных районов) характерны резкие годовые и суточные перепады температур. Это обусловлено резко континентальным климатом региона. Следовательно, чтобы поддерживать стабильный температурный режим, наиболее целесообразным будет использование погруженных в грунт биореакторов. Для них наиболее важным из всех показателей является среднестатистическая температура поверхности земли. Показатели по центральному району:

Так как среднегодовая температура невысока биореактор биогазовой установки необходимо погрузить под землю и обеспечить дополнительным устройством подогрева смеси.

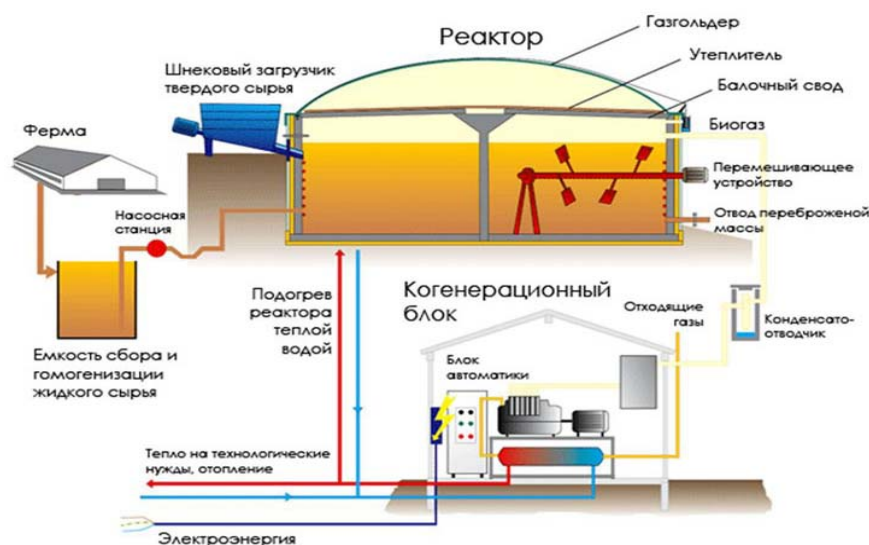


Рис. 1. Схема работы современной биогазовой установки

Расчет количества куриного помета вывозимого с цехов напольного и клеточного содержания птицы Красноярской птицефабрики

На Красноярской птицефабрике выращивается одновременно 6 разновозрастных поколений бройлеров.

Производство биогазовой установки

В идеале работа биогазовой станции направлена на решение сразу двух базовых задач:

Производство биогаза, позволяющее предприятию самостоятельно вырабатывать необходимые ресурсы для самообеспечения электроэнергией и теплом, а также при необходимости и соответствующей очистке использовать эти ресурсы в качестве автомобильного топлива.

Производство биоудобрения. Известно, что органические отходы, такие как, к примеру, навоз или барда, не могут сразу использоваться в качестве эффективного биоудобрения – они должны перебродить, чтобы минеральные вещества освободились от органических связей. В обычных ус-

ловиях этот процесс занимает от трёх до пяти лет, которые сопровождаются неприятным запахом и токсичными выбросами, негативно влияющими на здоровье людей и животных. Биореактор, перерабатывающий органические отходы в ходе работы биогазовой установки, позволяет сразу получать высокоэффективные биоудобрения. При этом не приходится загрязнять окружающую среду и ждать результата годами. Производство биогаза – это самый выгодный и экологичный способ переработки органических отходов.

Результаты реализации предлагаемого проекта

- 1) создание новых видов продукции: биогаза, биоудобрений, электроэнергии;
- 2) обеспечение занятости жителей сельскохозяйственных территорий и снижение безработицы среди сельского населения;
- 3) снижение цены на продукцию животноводства (мясо, яйца);
- 4) создание дополнительных источников доходов;
- 5) повышение экологической безопасности среды обитания;
- 6) снижение затрат на закупку электроэнергии, минеральных удобрений, снижение платы за размещение биоотходов.

Заключение

1. Рабочая гипотеза исследовательского проекта подтверждена. Суммарный экономический эффект для Красноярской птицефабрики от производства биогаза и биоудобрений, является значимым, несмотря на проблематичность с низким температурным режимом региона.

2. Исследования показали наличие достаточного количества органического сырья и воды для производства биогаза.

3. Расчет экономической эффективности показал, что уровень дохода от производства биогаза и биоудобрений невелик, но производство биогаза и биоудобрений имеет смысл для целей конкретного хозяйства, которое может стать практически автономным, независимым от внешних источников энергии.

4. Организация биогазовых установок целесообразна прежде всего для больших сельскохозяйственных животноводческих предприятий, стремящихся работать по замкнутому циклу, имеющих собственные производства кормов, где вся полученная продукция от производства биогаза будет использована на собственные нужды с целью уменьшения конечной себестоимости производимого мяса (в нашем случае куриного).

5. Реализация проекта окажет положительное влияние на экологическую обстановку Берёзовского района Красноярского края и создаст новые рабочие места для сельских жителей.

Список литературы

1. Баадер В., Доне Е., Брендерфер М. Биогаз: теория и практика. М.: Колос. 1982. [148 с.].
2. Балясников И.А., Мишланова М.Ю., Шлёма А.Н. Экологически эффективный способ переработки органических отходов. Актуальные проблемы экологии на рубеже третьего тысячелетия и пути их решения. Брянск. 1999. [112-115].
3. Бойлс Д. Биоэнергия: технология, термодинамика, издержки. М.:Агропромиздат 1987 (пер. с англ.).
4. Биомасса как источник энергии. М.:Мир 1985 (пер. с англ.).
5. Скорик Ю.И., Флоринская Т.М., Баев А.С. Отходы большого города: как их собирают удаляют и перерабатывают. – СПб, 1998.
6. Твайделл Дж. Виестур У.Э. Метановое сбраживание сельскохозяйственных отходов. М.: Энергоатомиздат. 1988. [392].
7. Экологическая биотехнология. Л.: Химия. 1990. [384].
8. Энергосбережение. – СПб, 2002.
9. Янченко В.С., Мишланова М.Ю. Пути оптимизации схем биогазовых установок. Достижения науки и передового опыта в производство. Брянск. 1998. [70-74].
10. Осадчий Г.Б. Солнечная энергия, её производные и технологии их использования (Введение в энергетику ВИЭ) / Г.Б. Осадчий. Омск: ИПК Макшеевой Е.А., 2010. [572].
11. Ссаковский В.М. Возобновляемые источники энергии / В.М. Ссаковский. М.: Россельхозиздат, 1986. [126].
12. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии / Дж. Твайделл, А. Уэйр. М.: Энергоатомиздат, 1990. [392].
13. Селин В.В. К вопросу о разработке концепции использования биотоплива в энергобалансе Калининградской области / В.В. Селин // Электрика. 2006. № 8. [9 – 12].
14. Патент.2272392 РФ, МКИ А 01 С 302, Биоэнергетическая установка / А.В. Семенов: Б. И. 27. 03. 2006, Бюл. № 9.
15. Методические вопросы развития энергетики сельских районов / Х.З. Барабанер, В.М. Никитин, Т.И. Клокова и др. Иркутск, СЭИ, 1989. [260].
16. Горбунов А.В. Анаэробные дигесторы и альтернативная энергетика / А.В. Горбунов // Оборудование. Разработки. Технологии. 2009. № 10 – 12. [16 – 20].
17. Баротфи И., Рафаи П. Энергосберегающие технологии и агрегаты на животноводческих фермах. М.: Агропромиздат, 1988 [228].
18. Самойлов В. Альтернативная энергетика – вектор развития / В. Самойлов // Энергосбережение в Сибири. 2010. № 1. С. [89 – 91].

Снижение доли бензола в продуктах риформинга методом селективной экстракции

Д.Р. Ильгамов*

*Руководитель, учитель химии МОУ Лицей № 1 Л.В. Хмелева
Научный руководитель Н.В. Дерягина*

Введение

Одним из основных показателей качества бензина является его октановое число. Оно характеризует степень детонационной стойкости бензина, т. е. его способность противостоять самовоспламенению при сжатии [1]. Известно, что арены, в том числе бензол, являются основными высокооктановыми компонентами автомобильных бензинов [7], вырабатываемых на нефтеперерабатывающих предприятиях России. Их содержание целенаправленно повышают путем каталитического риформинга (ароматизации) прямогонного бензина. В то же время известно, что согласно техническому регламенту содержание ароматических углеводородов в бензинах не должно превышать 42 %, в частности бензола, не более 1 % по объему [5]. Это обусловлено его высокой токсичностью и большим вредом для здоровья человека. Таким образом, решение проблемы снижения бензола в риформате является актуальной научной задачей, так как содержание бензола в бензине каталитического риформинга достигает до 7 %, а доля риформата в составе бензинового фонда России превышает 50 % [10].

Проблема производства высококачественных бензинов, соответствующих современным техническим требованиям, обусловлена возникновением противоречия между необходимостью повышения октанового числа бензина путем риформинга, с одной стороны, и ограничениями относительно содержания такого высокооктанового компонента, как бензол, образующегося при риформинге, с другой стороны. Как ученик профильного «Роснефть-класса», планирующий в будущем связать свою профессиональную деятельность с нефтепереработкой, начал свои поиски с ответа на вопрос, какие методы решения данной проблемы уже существуют. Из литературных источников [6] выяснил, что перспективным способом является извлечение ароматических углеводородов из продуктов нефтяного происхождения путем экстракции при помощи избирательных растворителей.

На Ачинском нефтеперерабатывающем заводе поиск эффективных экстракционных систем для удаления бензола из нефтепродуктов не велся, так как деароматизацию реактивных и дизельных топлив в настоящее вре-

* © Ильгамов Д.Р., 2014.

мя на этом предприятии осуществляют преимущественно при помощи гидрогенизационных процессов. Но у этих процессов есть существенные недостатки, такие как проведение процесса при высоком давлении, использование дорогостоящих катализаторов, невысокая степень деароматизации. Поэтому считаю необходимыми и одновременно недостаточными исследования по выявлению эффективных экстрагентов бензола из риформата Ачинского НПЗ.

Из литературы [4, 8] я узнал, что для осуществления селективной экстракции нужны так называемые экстрагенты, т. е. вещества, селективно избирающие отдельные компоненты из раствора. Для экстрагирования бензола и некоторых других веществ применяют ди-, три- и тетраэтиленгликоли и др. Но ни в одном литературном источнике я не нашел данных об эффективности действия экстрагентов относительно риформата, производимого Ачинским НПЗ. Свое исследование решил посвятить вопросу выбора наиболее эффективного экстрагента бензола из ачинского риформата. По результатам литературного анализа мое внимание привлекли перспективные, но пока малоизученные растворители, такие как N,N-диметилформамид и диметилсульфоксид.

Цель работы: сравнить эффективность диметилформамида и диметилсульфоксида как растворителей бензола, содержащегося в легком риформате Ачинского НПЗ.

Задачи:

- изучить процессы, являющиеся причиной увеличения содержания аренов, в том числе бензола, в бензине;
- изучить литературные сведения о существующих экстрагентах бензола и возможных экстрагентах бензола из риформата АНПЗ;
- осуществить экстракцию бензола из легкого риформата несколькими растворителями (диметилформамидом и диметилсульфоксидом);
- определить компонентный состав легкого риформата до и после экстракции;

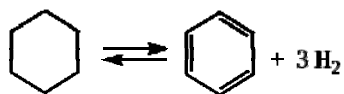
Методы исследования: анализ литературных источников, хроматографический анализ, разделение смеси путем отстаивания, селективная экстракция.

Полученные результаты. На получение высокооктановых компонентов бензина направлены следующие процессы: изомеризация, алкилирование, риформинг. Риформинг – каталитическое повышение содержания аренов. В результате риформинга бензиновая фракция обогащается аренами и его октановое число повышается примерно до 85. Полученный продукт (риформат) используется как компонент для производства автобензинов и сырье для извлечения ароматических углеводородов.

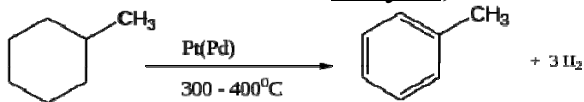
Основными процессами риформинга являются:

– дегидрирование шестичленных циклоалканов:

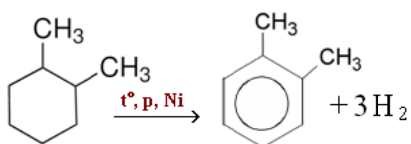
циклогексан в бензол ;



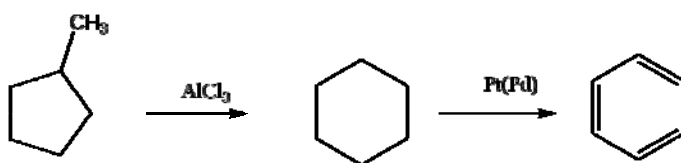
метилциклогексан в толуол;



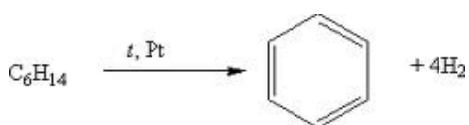
диметилциклогексан в ксилол



– дегидроизомеризация циклопентанов



дегидроциклизация парафиновых углеводородов.



Из всех аренов, получаемых в результате риформинга, бензол является наиболее опасным. Бензол очень токсичное и летучее вещество. При его отравлении появляются следующие признаки: головокружение и головная боль, тошнота, рвота, падение давления, потеря сознания, судороги. В особенно тяжёлых случаях такая интоксикация может окончиться летальным исходом. При сгорании бензола образуются бензапирены, поэтому именно бензол выводят из продуктов риформинга.

Наиболее доступным способом является селективная экстракция бензола из риформата. Экстракция – это способ разделения смесей, основанный на различном распределении вещества между двумя несмешивающимися жидкостями, которые сильно различаются по плотности, что позволяет их легко разделить. Нефтепродукт обрабатывают таким раствори-

телем, который избирательно извлекает из него только некоторые составные части, не затрагивая остальных.

В ходе литературного анализа наше внимание привлекли перспективные, но пока малоизученные растворители, такие как N,N-диметилформамид ($N(CH_3)_2-C(O)H$) и диметилсульфоксид ($S(CH_3)_2=O$). Также эти растворители были выбраны в связи с тем, что не смешиваются с риформатом, образуя четкую границу раздела фаз, что упрощает методику разделения после экстракции. Диметилформамид (ДМФА) и диметилсульфоксид (ДМСО) являются хорошими растворителями для полярных веществ, в том числе и для ароматики.

Экспериментальная часть работы проводилась на базе лаборатории кафедры химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов Института нефти и газа СФУ.

Для эксперимента мы использовали легкий риформат АНПЗ, так как именно в этой фракции содержание бензола максимально.

Для того чтобы убедиться, что плотность растворителей больше плотности риформата, была измерена плотность на таком приборе, как плотнометр.

Основные этапы эксперимента: поместили по 150 мл риформата в две колбы. Далее к первой колбе прилили 30 мл ДМФА, ко второй – 30 мл ДМСО, после чего поставили эти две колбы на шейкер (прибор для перемешивания веществ). Подождав 30 минут, перелили содержимое первой колбы в делительную воронку. Увидев четкую границу, начали отделять растворитель от риформата. Так же поступили со второй колбой. Затем к обеим пробам прилили еще по 30 мл ДМФА (к первой) и ДМСО (ко второй). Далее повторили те же самые действия на шейкере с последующим отделением проб риформата от растворителя. После двукратной экстракции провели хроматографический анализ обеих проб риформата.

Компонентный хроматографический анализ показал, что в легком риформате вся доля ароматики приходится только на бензол, поэтому результаты исследования отражают селективность растворителей в отношении бензола в присутствии других углеводородов.

На основе хроматографического анализа сделали выборку данных относительно бензола. Из таблицы видно, что процент снижения содержания бензола после действия ДМФА составил 29 мас. %, а после действия ДМСО – 22,5 мас. %.

Образец № 1 риформат после двукратной экстракции ДМСО.

Образец № 2 риформат после двукратной экстракции ДМФА.

Образец № 3 риформат.

Сравнение результатов экстракции бензола из риформата с помощью ДМФА и ДМСО показало, что ДМФА обладает более высокой эффективностью по отношению к бензолу в сравнении с ДМСО.

**Содержание бензола в легком риформате до и после
двукратной экстракции ДМФА и ДМСО**

Номер образца	Содержание бензола, %	Процент снижения содержания бензола, % мас.
3	16,3	
2	11,59	≈29
1	12,63	≈22,5

Поскольку в ходе риформинга увеличивается доля такого нежелательного компонента в бензине, как бензол, то изучили методику селективной экстракции, позволяющую извлечь бензол, уменьшив тем самым его процентное содержание. В ходе эксперимента доказали, что такие растворители, как диметилформамид и диметилсульфоксид, проявляют хорошую селективность относительно бензола в присутствии непредельных, циклических и ненасыщенных углеводородов.

Таким образом, в результате исследовательской работы наша гипотеза нашла подтверждение. Метод селективной экстракции позволяет избирательно вывести бензол из риформата в количестве, равном 22-30 %, что является достаточно хорошим результатом. Этот метод может быть использован на нефтеперерабатывающих заводах, так как дает хороший результат.

Считаем целесообразным продолжить исследования в данном направлении и изучить:

- корреляцию между количеством промывок экстрагентом и эффективностью экстракции;
- действие смешанных на основе ДМФА и ДМСО растворителей экстракционных систем в отношении легкого риформата Ачинского нефтеперерабатывающего завода.

Список литературы

1. Википедия. Детонационная стойкость бензина.
http://ru.wikipedia.org/wiki/Детонационная_стойкость_топлив
2. Смидович Е.В. Практикум по технологии переработки нефти. – М.: Химия, 1978 – 278 с.
3. Смидович Е.В. Технология переработки нефти и газа. Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородных газов. 3-е изд., пер. и доп. – М.: Химия, 1980 – 328 с.
4. Сорокин И.И., Марышев ВА.Б., Боруцкий П.Н. Снижение содержания ароматических углеводородов и бензола в товарных бензинах.
5. Технический регламент. О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактив-

ных двигателей и топочному мазуту. Утв. постановлением Правительства РФ от 27 февраля 2008 г. № 118). – http://www.gost.ru/wps/wcm/connect/323d7a0049d68114bf72ff97cd6ca4de/Post_Prav_27.02.2008_118.pdf?MOD=AJPERES

6. Черножуков Н.И. Технология переработки нефти и газа. Ч. 3. Очистка и разделение нефтяного сырья, производство товарных нефтепродуктов / под ред. А.А.Гуреева и Б.И.Бондаренко. – 6-е изд., пер. и доп. – М.: Химия, 1978. – 424 с.

7. Фасхутдинов. Химия природных энергоносителей, 2003. – 88 с.

8. Цветков. Разработка способов снижения доли бензола в продуктах каталитического риформинга, 2013. – 24 с.

9. [http://ekobalans.ru/investigations/benzol-\(c6h6\)](http://ekobalans.ru/investigations/benzol-(c6h6))

10. www.wwf.ru/socialno-akologiqeskiivzglydnarossiiskuuneftepererabot

УДК 661.7

Исследование влияния микропримесей на качество углеродных материалов

Е. Потапова, Н. Куртушин*

*Руководитель, учитель химии МАОУ лицей № 7, В.А. Агапченко
Научный руководитель И.С. Грайворонский*

Основным сырьем для получения битумно–полимерных материалов служит отработавший битумный кровельный ковёр.

Одним из направлений такой деятельности является модификация битума различными полимерными добавками. Обычно в качестве модификаторов используется вторичное сырьё: резиновая крошка и отслужившие свой срок упаковочные и теплоизолирующие материалы из пенополистирола, полиэтилена, полипропилена.

Увеличение содержания полимеров в битуме с 2,5 до 4,0 % приводит к повышению значений показателей вязкости, как кинематической – при 135°С, так и динамической – при 60°С, к снижению значений показателя «растяжимость при 25°С». В общем, содержание полимеров не должно превышать 12 %, а варьируя количество полимера, можно получить полимерно-битумное вяжущее с требуемыми характеристиками, с улучшенными пластичными и низкотемпературными свойствами.

Как известно, при введении полимеров в битум без пластификаторов для получения битумно-полимерного вяжущего с оптимальными свойствами требуется минимум 5 % полимера от массы. В качестве пластифика-

* © Потапова Е., Куртушин Н., 2014.

тора используется вторичное сырьё в виде отработанных промышленных и моторных масел на органической основе, мазутные остатки.

Состав исследуемого битумного материала в процентном и массовом соотношении приведен в табл. 1.

Таблица 1

Состав исследуемого битумного материала

Компоненты битумного материала	Содержание, % мас.	Содержание, г
Битумная крошка	78,61	196,51
Отходы полиэтиленовой пленки	1,39	3,48
Резиновая крошка	4,17	10,43
Отработанное масло	15,83	39,58
Битумный материал (ИТОГО)	100,00	250,00

Образцы резиновой крошки подвергались действию углеводородов (УВ) в течение 1 ч для определения величины их линейного расширения. Выбор углеводородов обусловлен доступностью сырья и возможностью его дальнейшего повторного использования. Результаты действия углеводородных растворителей на резиновую крошку представлены в табл. 2.

Таблица 2

Степень набухания образцов резиновой крошки в среде углеводородов

	Растворитель				
	Фракция от начала кипения до 85 °С	Фракция 85-150 °С	Фракция 150-185 °С	92-й бензин	95-й бензин
1	2	3	4	5	6
Исходные данные					
Объем резины, мл	5	5	5	5	5
Объем резина+УВ, мл	10	10	10	10	10
Результаты испытаний					
Объем резины, мл	6,4	7,0	8,0	6,8	6,5
Увеличения объема резины, %	28	40	60	36	30
Объем резина+УВ, мл	9,4	9,4	9,8	9,5	9,6

Анализируя данные, представленные в табл. 2, можно сделать вывод, что при повышении температуры кипения фракции степень набухания резиновой крошки увеличивается.

Набухание полиэтилена в углеводородах

Образцы полиэтилена (ПЭ) подвергались действию углеводородов в течение 1 ч, для определения величины их линейного расширения.

Таблица 3

Степень набухания полиэтиленовой пленки в среде углеводородов

	Растворитель				
	Фракция от начала кипения до 85 °С	Фракция 85-150 °С	Фракция 150-185 °С	92-й бензин	95-й бензин
1	2	3	4	5	6
Исходные данные					
Объем ПЭ, мл	20	20	20	20	20
Объем ПЭ+УВ, мл	40	40	40	40	40
1	2	3	4	5	6
Результаты испытаний					
Объем ПЭ, мл	28	26	28	24	31
Увеличения объема ПЭ, %	40	30	40	20	55
Объем ПЭ+УВ, мл	39	39	38	38	39

Из полученных данных, представленных в табл. 3, можно сделать вывод, что набухание полиэтилена происходит лучше в легких фракциях либо в УВ, содержащих большее количество легких фракций. Использование полиэтилена, предварительно обработанного в легких фракциях УВ, позволит сократить время процесса, а также понизит минимальную температуру введения полимера в процессе приготовления кровельного материала.

Извлечение битумной фракции из битумно-бумажной массы

Извлечение битумной фракции из битумно-бумажной (ББ) массы производилось путем экстракции углеводородными растворителями.

Анализируя данные, представленные в табл. 4, можно сделать вывод, что в среднем содержание битума в битумно-бумажной смеси превышает 70 % массовых, что позволяет использовать данную смесь как дополнительный источник отработанного битумного сырья.

Таблица 4

Содержание битумной фракции в битумно-бумажной массе

	Образец			
	1	2	3	4
Исходные данные				
Масса ББ, г	10,00	10,00	30,00	10,00
Объем УВ, мл	100	100	100	100
Результаты испытаний				
Масса сухого остатка, г	2,56	2,20	8,45	3,00
Содержание битума в смеси, % мас.	74,4	78	71,8	70

Определение содержания нерастворимого осадка в образцах битумной крошки

Образец битумной крошки растворяли в углеводородном растворителе с последующим отделением нерастворившейся части фильтрованием.

Таблица 5

Содержание нерастворимой части в битумной крошке

	Образец		
	1	2	3
Масса битум. крошки, г	5,00	5,00	5,00
Объем УВ, мл	100	100	100
Масса нерастворившегося остатка, г	0,99	1,20	1,01
Содержание нерастворившегося остатка, % мас.	19,8	24,0	20,2

Как видно из данных, представленных в табл. 5, содержание нерастворившегося остатка в битумной крошке в среднем составляет 20 % массовых, что накладывает определенные ограничения на данное сырье как сырья производства дорожного битума высокого качества.

Высокотемпературный крекинг битумно-бумажной смеси

Битумно-бумажная смесь помещалась в реактор приложение А и подвергалась высокотемпературному (480 °С) крекингу в течение 5 ч.

После проведения высокотемпературного крекинга необходимо отметить следующее:

а) во время нагрева до заданной температуры происходило выделение воды в количестве 3–5 мл (с 25 по 35 минуту процесса);

б) полученный твердый остаток (коксовой структуры) содержит в себе значительное количество посторонних примесей (преимущественно пе-

сочно-волокнистые включения), из-за чего возможность его использования ограничивается только как топливо.

Таблица 6

Материальный баланс крекинга битумно-бумажной смеси

Битумно-бумажная смесь, % мас. (ББ)	100,00
Выход жидких продуктов, % мас. от ББ	65,53
Выход жидких продуктов, мл	69
Выход коксового пирога, % мас. от ББ	33,95
Выход газа, % масс от ББ	0,52

Изготовление экспериментальных образцов битумной смеси

В лабораторных условиях было получено пять образцов, отличающихся предварительной подготовкой продуктов, температурой и временем варки. Температура разложения большинства используемых для модификации битумов полимеров значительно превышает температуру совмещения их с битумом. Битумы при нагревании размягчаются, а термопластичные полимеры, независимо от того, были они кристаллическими или аморфными, переходят в вязко-текучее состояние. Таким образом, процесс смешения при высокой температуре битума с полимерами любой химической природы протекает в две стадии: эмульгирование размягченного полимера в жидком битуме и последующее частичное (набухание) или полное растворение. Глубина процесса диспергирования полимера в битуме при прочих равных условиях определяется химической природой и молекулярной массой полимера, химическим составом битума, а также соотношением компонентов в смеси. Резиновая крошка использовалась размерами частиц 1–3 мм, так как мелкодисперсная сажа из резины, попадая в битум, может стать дополнительным источником центров кристаллизации, резко понижая стабильность, устойчивость к старению под действием факторов окружающей среды, а также сократить срок хранения. Кроме того, важной особенностью резиновой крошки, особенно шинной, является присутствие в ее составе специальных химических веществ – антиоксидантов и антистарителей, что может обеспечить повышение устойчивости вяжущего материала к окислительной деградации в условиях эксплуатации. Наличие крошки обеспечивает эластичность и одновременно высокую температуру размягчения модификатора и битумно-полимерного вяжущего.

После приготовления полученная масса заливалась в виде пластин толщиной 8–10 мм для затвердевания и дальнейших исследований.

При производстве образцов отмечены следующие общие характеристики системы:

– температура плавления – 60 °С;

– температура кипения – 130÷134 °С.

Образец № 1 изготавливался по рецептуре, приведенной в табл. 1. Термическая обработка проводилась в течение 2,5 ч (по 30 мин при температуре 100, 150, 200, 250°С). Максимальная температура достигала 270 °С.

Для образцов № 2 и 3 расчетное количество (согласно табл. 1) резиновой крошки и полиэтиленовой пленки соответственно заливалось расчетным количеством отработанного масла для набухания на 4 ч. Максимальная температура нагревания для образцов № 2 и 3 равна 200 °С.

В образцах № 4 и 5 расчетное количество (согласно табл. 1) резины и полиэтиленовой пленки предварительно в течение 24 ч набухало в углеводородном растворителе. Затем смесь варилась в течение 2 ч. Температура не превышала 250 °С.

В ходе проведенных исследований была изучена модифицирующая роль сырья на получение продукции стабильного качества, показано влияние различных добавок на эксплуатационные и физико-химические свойства продукции.

На основе полученных данных можно сделать следующие выводы:

1. Для получения модифицированных битумов с заданным комплексом свойств в каждом конкретном случае необходимо осуществлять правильный выбор полимерного модификатора, битумного сырья, выполнять комплекс лабораторных работ по оптимизации рецептуры композиционного материала.

2. Для обеспечения стабильности структуры и свойств битума, модифицированного полимером, при изготовлении разных партий товарной продукции следует использовать полимер и битум стабильного (постоянного) качества, а также строго соблюдать технологический регламент процессов приготовления и хранения модифицированного битума.

3. Определена возможность получения битума дорожного из битумно–бумажной смеси. Показана возможность получения качественно новых продуктов за счет расширения области применения вторичного сырья, в результате чего расширяется и ассортимент получаемой продукции.

4. Выявлены основные характеристики влияющие на качество готовой продукции.

В дальнейшем планируется изучить возможность получения битума дорожного из этого же сырья, а также самоклеящегося, а не наплавляемого, кровельного материала на основе битума из битумно-бумажной смеси.

Список литературы

1. Malik, Ram, Gary and Hamilton. Delayed coker design considerations and project execution. – NPRA 2002 Annual Meeting, March 17-19, 2012.

2. Ахметов С.А., Жирнов Б.С., Муртазин Ф.Р. Кинетические исследования и моделирование промышленных химико-технологических процессов. / Ахметов С.А. – Уфа, 1999. – С. 91-97.

3. Битумно–полимерные материалы. Обоснованность применения. Ньюансы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.dzbn.ru/articl_bitum.html. – Загл. с экрана.

4. Превращения дистиллятного сырья коксования / Зайцева Н.П., Капустин С.М., Казанская Н.С., Смидович Е.В., Сюняев З.И. // Химия и технология топлив и масел. – 1980.– № 4. – С. 9–12.

5. Патент РФ № 2141498 Российская Федерация, С09D195/00, С08L95/00, Битумно-полимерный состав / Носков В.К., Клименков О.М., и др. № 98113536/04; заявл. 07.07.1998; опубл. 20.11.1999.

6. Патент РФ № 2158742 Российская Федерация, С08L95/00 Полимерный модификатор битума / Раков К.В., Суворова А.И., и др. № 99115693/04; заявл. 19.07.1999; опубл. 10.11.2000.

7. Сюняев З.И. Нефтяной углерод. – М.: Химия, 1980. – 272 с.

УДК 504.054

Оценка экологического состояния окружающей среды в зоне промышленного загрязнения г. Ачинска методами биоиндикации

А.А. Нерода*

*Руководитель учитель физики И.П. Нерода
Научный руководитель канд.биол. наук И.С. Коротченко*

Ачинск давно стоит в "черном списке" экологически неблагополучных городов России. На сайте [2] пишется о том, что загрязняют окружающую среду города промышленные предприятия: Ачинский глиноземный комбинат, Ачинский цементный завод, Нефтеперерабатывающий завод, принадлежащий «Роснефти». На сегодняшний день воздух в городе достаточно грязный, собственно как и вода, и почва. Очень важно, чтобы люди знали, почему такая ситуация сложилась, а главное, что делается в этом направлении, как мы будем жить завтра и послезавтра. На словах экологическая ситуация в Ачинске улучшается, а в реальности – нет. По информации, приведенной в статье [3], **проблема** в том, что нормы предельно допустимых выбросов (ПДВ) вредных веществ в атмосферу для компании «РУСАЛ-Ачинск» устанавливает не независимая организация, а представитель самого РУСАЛа.

* © Нерода А.А., 2014.

Изучив литературу [4], мы узнали, что для своевременной оценки параметров среды создана система экологического мониторинга, включающего химические, физические и биологические методы оценки качества среды. В своей работе решили изучить эффективные способы оценки среды по состоянию организмов и видовому составу – биологической индикацией (биоиндикацией). Растения реагируют на загрязнение окружающей среды и морфологически, и физиологически. Все процессы жизнедеятельности, в том числе и рост разных частей органов растения, подвержены очень большой изменчивости в зависимости от воздействия на них различных факторов [1]. Растения – чувствительный объект, позволяющий оценивать весь комплекс воздействий, характерный для данной территории в целом, поскольку они ассимилируют вещества и подвержены прямому воздействию одновременно и двух сред: из почвы и из воздуха. В связи с тем, что растения ведут прикрепленный образ жизни, состояние их организма отражает состояние конкретного локального места обитания.

Приступая к исследованию, мы выдвинули **гипотезу**: чем ближе к промышленному объекту АГК, тем больше загрязненность окружающей среды.

Цель исследования: определение качества состояния окружающей среды методами биоиндикации в зоне промышленного загрязнения г.Ачинска.

Задачи исследования:

- 1) изучить литературу по данной теме;
- 2) овладеть методиками биоиндикации;
- 3) провести исследование воздушной среды по состоянию листовой пластины тополей;
- 4) проанализировать результаты исследования;
- 5) популяризировать информацию, полученную в результате исследовательской работы.

Объект исследования – листья тополей.

Предмет исследования – флуктуирующая асимметрия, запыленность, площадь листовой пластины.

Методы исследования: анализ, описание, подсчет, измерение, сравнение.

Методики: флуктуирующая асимметрия древесных форм растений по Захарову В.М., методика определения запыленности воздуха по листьям деревьев, весовой метод измерения площади листьев в модификации Л.В. Дорогань.

Сбор материала проводился после завершения интенсивного роста листьев в конце сентября 2013 г. Выборку листьев делали с нескольких близко растущих тополей, примерно одного возраста, по 100 листьев с участков на расстоянии 5 м (№1), 300 м (№2), 1000 м (№3) от АГК. Листья собирали с нижней части кроны, на уровне поднятой руки, с максимального количества доступных веток.

Таблица 1

Результаты определения флуктуирующей асимметрии листьев тополей

Показатели	Для ширины половинок	Для длины 2-й жилки	Для расстояния между основания- ми 1- и 2-й жилки	Для расстояния между концами 1-й 2-й жилки	Для угла между центральной и 2-й жилками
Участок №1					
M_d	0,08	0,16	0,01	-0,04	0,3
n_d/n_c	23/7	28/2	29/1	29/1	24/6
M_A	0,77	0,93	0,97	0,97	0,8
d_{1-r}	0,03058104	0,038803557	0,004914005	-0,036465638	-0,065934066
δ^2_d	0,20	0,74	0,09	0,05	2,61
Участок №2					
M_d	0,03	0,21	0,09 см	-0,21	-0,33
n_d/n_c n_a n_b	20/10	25/5	26/4	28/2	22/8
M_A	0,67	0,83	0,87	0,93	0,73
d_{1-r}	0,011443102	0,054385965	0,067924528	-0,16342412	-0,00716845
δ^2_d	0,002	1,23	0,23	1,28	3,7
Участок №3					
M_d	0,07	0,15	0,16	0,003	-0,33
n_d/n_c	14/16	19/11	25/5	20/10	15/15
M_A	0,47	0,63	0,83	0,67	0,5
d_{1-r}	-0,02441731	0,0368	0,115429918	-0,00269905	-0,00716845
δ^2_d	0,16	0,68	0,77	0,00032	3,2

Использовали методику флуктуирующей асимметрии древесных и травянистых форм растений [5]. Коэффициент флуктуирующей асимметрии определили по формуле, предложенной В.М. Захаровым: $\delta_d^2 = (\sum d_{l-r} - M_d)^2 / (n-1)$ (1), где $M_d = (\sum d_{l-r}) / n$ – среднее различие между сторонами; $d_{l-r} = (2(d_l - d_r) / (d_l + d_r))$ – различие значений признаков между левой (l) и правой (r) сторонами; n – число выборок. Качественные признаки считают по проценту суммы асимметричных листьев: $M_A = n_a / (n_a + n_c)$, (2), где n_a – число асимметричных особей; n_c – число симметричных листьев. Результаты приведены в табл. 1.

Провели оценку загрязнения окружающей среды по результатам измерений (табл. 2):

Таблица 2

Результаты оценки загрязнения окружающей среды

	Участок №1	Участок №2	Участок №3
Среднее значение интегрального показателя, M_d	0,102	0,042	0,011
Характеристики среды	Очень грязно («вредно»)	Грязно («опасно»)	Загрязнено («тревога»)

К сожалению, независимо от удаленности от АГК на всех участках показатель асимметрии указывает на наличие в среде обитания живых организмов негативного фактора.

Выяснили, чем ближе к АГК, тем больше у тополей листьев с асимметричной формой макушки. Результаты приведены в табл. 3:

Таблица 3

Результаты определения флуктуирующей асимметрии листьев тополей по форме макушки

№ участка	Форма макушки					
	1 (без изменений)		2 (загнута влево)		3 (загнута вправо)	
	шт. листьев	% листьев	шт. листьев	% листьев	шт. листьев	% листьев
1	2	6,7	14	46,7	14	46,7
2	7	23	11	37	12	40
3	20	67	4	13	6	20

Предполагаем, что такие различия являются результатом «ошибок» в ходе роста и развития листьев тополей.

Определение степени запыленности воздуха по листьям деревьев растений [5].

Из табл. 4 видно, чем ближе к АГК, тем больше пыли скапливается на листьях деревьев, т.е. грязнее окружающая среда.

Таблица 4

Результаты определения запыленности листьев

№ участка	Масса пыли, г
1	0,214
2	0,200
3	0,142

Использовали метод физиономической фитоиндикации по состоянию древесной растительности (весовой метод, разработанный Л.В. Дорогань) [5]. Рассчитали площадь листовой пластины по формуле $S_{л} = (P_{л} \times S_{кв}) / P_{кв}$, где $P_{л}$ – масса контура листа; $S_{кв}$ – площадь квадрата бумаги; $P_{кв}$ – масса квадрата бумаги соответственно. Далее рассчитывали переводной коэффициент $K = S_{л} / S_{кв}$. Затем измеряли длину и ширину каждого собранного листа и устанавливали его площадь (S) по формуле: $S = ABK$, где S – площадь листа; A – длина листа; B – ширина листа; K – переводной коэффициент.

Разбили листья на группы в зависимости от площади. Результаты приведены в табл. 5:

Таблица 5

Результаты определения физиономической фитоиндикации по состоянию древесной растительности (весовой метод, разработанный Л.В. Дорогань)

№ участка	Интервалы площади листьев S , см ²						
	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80
1	1	5	14	7	2	0	1
2	1	7	10	7	3	2	0
3	1	4	5	3	7	6	4

Построили график встречаемости листьев определенной площади (рис. 1).

Размеры листовых пластин на участке №1 и №2 широко варьируют, что, по нашему предположению, говорит об изменении условий среды произрастания и действии негативных факторов, возможно, таких как пыль, наличие мелких частиц соли, которые, попадая на листовые пластины, нарушают процессы жизнедеятельности. Чем дальше от АГК (участок №3), тем деревья дают менее выраженную модификационную изменчивость по размеру листовой пластины, что говорит о достаточно однообразных условиях развития, которые являются более благоприятными. Этот

признак (размер листовой пластины) находится среди средних значений вариационного ряда, что отражено на графике.

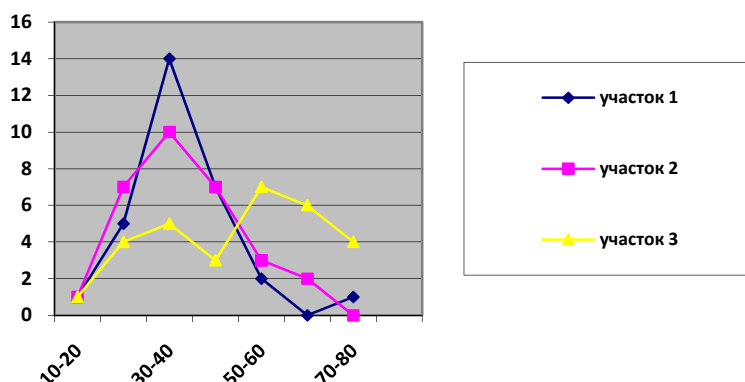


Рис. 1. Диаграмма результатов определения физиологической фитоиндикации по состоянию древесной растительности (весовой метод, разработанный Л.В. Дорогань)

Заключение

В ходе выполнения работы были получены следующие результаты:

Выяснили, что Ачинск – один из лидеров по промышленному загрязнению в стране.

Убедились в возможности использования методов биологической индикации в оценке качества состояния окружающей среды.

Определена степень загрязнения атмосферного воздуха по степени асимметрии листовой пластинки. Опытным путем установлено, что чем ближе к АГК, тем больше асимметричных листьев и больше скапливается пыли на листьях деревьев.

Применена методика определения площади листовой пластины древесных растений для определения состояния воздушной среды. По изменениям в развитии площади листовой пластины тополей можно судить о наличии загрязнения в окружающей среде вблизи АГК.

Наша гипотеза подтвердилась: чем ближе к промышленному объекту АГК, тем больше загрязненность окружающей среды.

Данные, полученные в ходе исследования, можно применять на уроках биологии и экологии.

Проведенные исследования нельзя считать законченными. В дальнейшем планируем изучить и использовать другие методы биоиндикации для оценки состояния окружающей среды г.Ачинска.

Список литературы

1. Андреева М.В. Оценка состояния окружающей среды в насаждениях в зонах промышленных выбросов с помощью растений-индикаторов. Автореф. дис. ... канд. сельскохоз. наук. – СПб. – 2007. – 20 с.

2. Город Ачинск: климат, экология, районы, экономика, криминал / Новая Причулымка. - (nesiditsa.ru/city/achinsk).

3. Красноярские депутаты не добились от РУСАЛа списка конкретных мер по улучшению экологии Ачинска. Независимое информационное агентство. Красноярск: Экология и проблемы. – (<http://www.polit.ru/news/2012/05/04>).

4. Стрельцов А. Б. Региональная система биологического мониторинга.:—Калуга: Изд-во Калужского ЦНТИ, 2003.

5. Шабалина Ю.Н. Биондикация и биотестирование. Сыктывкар: Сыктывкарский государственный университет. - ([kurs.znate.ru/docs/index-148758.htm...](http://kurs.znate.ru/docs/index-148758.htm))

УДК 67.03

Оценка возможности использования торфа торфяной залежи ЗАТО г. Зеленогорска в энергетике

А.Д. Стародубцев*

*Научный руководитель: педагог доп. образования Ж.А. Стародубцева
консультант канд. техн. наук М.В. Колосов
ЦДОД «Перспектива», г. Зеленогорск
МБОУ «Лицей №174»*

С развитием современных технологий получения энергии сфера использования торфа как топлива, оценивается передовыми учеными и специалистами как наиболее перспективное развитие энергетики в следующем столетии. Торфяная энергетика – экологически чистый способ получения энергии, возобновляемый природный ресурс. Наиболее активно работа по разработке месторождений торфа ведется в Белоруссии. Данная позиция отражается в Государственной программе «Торф», в которой предусматривается реализация комплекса мероприятий по использованию торфа на период до 2020 года. Следует отметить, что заказчиками программы являются Минэнерго и Минсельхозпрод. В Красноярском крае запасы торфа составляют 3,5-4 млрд т (в России около 150 млрд т), однако технологические свойства месторождений торфов изучены только в той степени, которая необходима для выяснения возможности их использования в сельском хозяйстве, вопрос об использовании торфов в энергетике пока не обсуждается.

* © Стародубцев А.Д., 2014.

Торфяная залежь, обнаруженная на территории ЗАТО г. Зеленогорска, расположена на расстоянии 170 км на северо-восток от краевого центра – г. Красноярска, в 100 км на северо-запад от г. Канска, в 25 км от ближайшей ж/д станции Заозерная, в долине реки Кан бассейна р. Енисей, в 56°05' с.ш, 094°30' в.д. Местом рождения этого торфа, вероятнее всего, является болото, обозначенное на карте архивных материалов. В настоящее время это болото осушено в связи с планируемой, но так и неначатой жилой застройкой в 90-е годы. Болото осушено и своей экологической роли уже не выполняет, однако является большой проблемой: горящие торфяники создают угрозу распространения лесных пожаров, подвергают опасности горожан, сгорает и торф – ценный природный ресурс. В связи с вышесказанным вопрос об использовании торфяной залежи актуален как на местном уровне, так на уровне региона, России.

Цель работы: оценка возможности использования торфа торфяной залежи ЗАТО г. Зеленогорска в энергетике. Поставлены следующие задачи:

1. Выяснить, какими качествами должен обладать торф, чтобы его можно было использовать в энергетике;
2. Определить свойства зеленогорского торфа, необходимые для определения сферы применения (ботанический состав, тип, вид, степень разложения, зольность, рН, содержание влаги, плотность, теплоту сгорания).
3. Изучить параметры торфяной залежи, определяющие возможность ее использования в промышленности.

Гипотеза: предполагаем, что исследуемый торф можно использовать в энергетике для производства топливных брикетов или пеллет.

Объект исследования – торф и торфяная залежь, обнаруженные на территории ЗАТО г. Зеленогорска.

Предмет исследования – свойства торфа (ботанический состав, влажность, зольность, рН, степени разложения, плотность, теплота сгорания), параметры залежи (средняя глубина, площадь, объем балансовых запасов).

Торф – особый вид грунта, от почвенных образований торф принято отличать по содержанию в нем органических соединений в количестве не менее 50 % по отношению к абсолютно сухой массе.

Торф образуется из не полностью разложившихся остатков болотных растений на сильно увлажненных территориях. В зависимости от того, из каких растений образовался торф, он подразделяется на три типа: верховой, низинный и переходный. Название типов торфа также соответствует их положению в рельефе.

Основные сферы применения торфа можно условно разделить на две группы: энергетика и сельское хозяйство. Использование торфа как топлива обусловлено его составом, а именно большим содержанием углерода, малым содержанием серы, вредных негорючих остатков и примесей. Энергетическая калорийность торфа выше, чем у древесины, бурого угля. Одна тонна торфяных брикетов заменяет 2 тонны бурого угля, преимуществом использования торфа является низкая себестоимость производства; экологическая чистота сгорания (малая доля серы); полное и продолжительное (до 8-10 часов) горение (при закладке 10 кг брикетов), при этом малый остаток золы; появившиеся новые технологии сжигания.

Важной характеристикой торфа, определяющей область его использования, является показатель степени разложения. Со степенью разложения в той или иной мере связаны почти все другие свойства торфа: уровень влажности, тип торфяной залежи, зольность.

На основе анализа информационных источников понятно, что для использования в энергетике должен быть низинный торф лесного или лесотопяного подтипа, со степенью разложения не менее 35 %, влажностью не более 65 %, зольностью в пределах 15 %.

По сведению Р.Г. Матухина, для промышленного использования торфа его теплота сгорания должна составлять 8 200-20 500 кДж/кг (кусковой, фрезерный, гранулы, пеллеты).

В учебнике В.А. Никифорова говорится о том, что запасы торфяной залежи по их народно-хозяйственному значению делятся на две группы: балансовые – удовлетворяющие кондициям, использование которых экономически целесообразно; забалансовые – не удовлетворяющие кондициям, использование которых в настоящее время нецелесообразно вследствие малой средней глубины (менее 1 м при площади до 300 га и менее 1,3 м при большей площади), высокой зольности (более 35 %), занятые под сельское хозяйство, заповедники, инженерные сооружения водохранилища, закрытые минеральными наносами мощностью более 1 м.

Зеленогорский торф представляет собой коричнево-черную влажную массу однородного состава, уплотненную, легкую, пружинистую, пачкающую руки.

В качестве объекта исследования были взяты образцы торфа с пяти точек (методом конверта), на расстоянии 200 м друг от друга. В каждой точке с помощью лопаты был выкопан шурф. Поскольку данная работа носит поисково-разведывательный характер, а также следуя рекомендациям, изучению торфа подвергаются залежи глубиной не менее 0,7 м, мы остановились на глубине 1 м. Отбор проб производили каждые 30 см по толщине залежи, таким образом, всего проанализировано 15 образцов. Повторность опыта трехкратная.

Определение степени разложения торфа производили несколькими методами:

1) Полевым (макроскопическим методом мазков), предложенным П.Д. Варлыгиным.

2) Микроскопическим методом (ГОСТ 28245-89[14]), путем определения относительной площади, занятой бесструктурной частью при рассмотрении тонкого разжиженного слоя торфа на предметном стекле через микроскоп.

3) Расчетным методом, по его ботаническому составу (ГОСТ 28245-89). Сущность метода заключалась в отмывании торфа от гумуса, после чего растительные остатки, сохранившие клеточную структуру, рассматривались под микроскопом с установлением их номенклатуры согласно «Атласу растительных остатков в торфах». Оценивалось их количественное соотношение в процентах (табл. 1), согласно ГОСТ 28245-89 подсчитывалась степень разложения пробы торфа как сумма величин степени разложения, образующейся от каждого растения-торфообразователя в соответствии с процентом его участия в ботаническом составе испытываемой пробы торфа.

При определении влажности использовали метод высушивания в сушильном шкафу при температуре 105-110 °С, в течение 4 часов согласно ГОСТ 11305-83.

При определении зольности использовали метод сжигания в муфельной печи при температуре 800 °С, в течение 2 часов, с предварительным высушиванием пробы до абсолютно сухого состояния, в соответствии с ГОСТ 11306-83.

При определении кислотности использовали электрометрический метод, следуя ГОСТ 11623-65.

Определение теплоты сгорания торфа производили путем расчета КПД с помощью бурого угля (с заранее известной величиной теплотемкости) с последующим расчетом по формуле $Q=\eta\lambda m$, где η – коэффициент полезного действия, λ – теплота сгорания. Данный способ представляет собой самостоятельно созданную модель калориметрической бомбы в домашних условиях.

Таким способом было испытано 15 образцов торфа (по 3 в каждой из 5 точек), средняя величина теплоты сгорания = 8 270 кДж/кг, что в два раза меньше, чем бурого угля Ирше-Бородинского месторождения.

Определение плотности зеленогорского торфа производили согласно закону Архимеда. Кусок торфа (пробы 1), массой 10,2 г погружали в воду объемом 100 мл, после чего фиксировали объем вытесненной воды. Расчет плотности производили по формуле:

$$\rho=m/V,$$

где M – масса, V – объем тела, ρ – плотность, $P = 10,2 \text{ г/12 мл.} = 0,850 \text{ г/ см}^3 = 850 \text{ кг/ м}^3$

Определение площади торфяной залежи

Площадь рассчитывали по GPS. На местности по всему периметру залежи были спроецированы точки нахождения на приборе, после чего в графическом варианте точки соединяли и рассчитывали площадь полученной фигуры (трапеции) по формуле $S=0,5(AB+CD)*h$, где AB, CD – основания трапеции, h – высота.

Длины сторон трапеции приблизительно равны 750 и 250 м, высота около 600 м, тогда $S=0,5(750+250)*600 \approx 3000 \text{ м}^2$

Определение мощности торфяной залежи (объем балансовых запасов)

По всей площади залежи были взяты 8 точек на равномерном удалении друг от друга, в каждой точке был выкопан шурф по всей глубине до нижнего подстилающего слоя, фиксировались глубина залежи, размер очеса. Мощность залежи (объем балансовых запасов V_b) рассчитывали по формуле $V_b = 10F (H-h_{оч})$ тыс. м. куб., где 10 – переводной коэффициент, F – площадь месторождения, га; H – средняя глубина залежи, м; $h_{оч}$ – средняя толщина очеса [12]. Средняя глубина равна $(0,7+1,3+1,4+1,5+1,1+0,8+1,1+0,6)/8=1,025$ м, средняя толщина очеса = 12 см. V_b залежи = $10*3000 (100-12) = 2640$ м. куб.

Результаты

Было установлено, что пробы торфа, взятые с точки № 1, относятся к группе древесно-осокового, древесно-травяного торфа, со степенью разложения 35,8-40,8 %, ботанический состав растений – торфообразователей представлен 26 видами. Из них 2 вида голосеменных растений (лиственница сибирская, сосна обыкновенная), 1 вид споровых (хвощ болотный), 5 видов мохообразных (2 – рода сфагнум, 3 – зеленые мхи), 18 видов покрытосеменных: 6 видов осок, пушица узколистная, тростник обыкновенный, лютик едкий, рогоз узколистный, таволга вязолистная, белозер озерный, ситник, череда трехраздельная, луговик дернистый, береза повислая, ива остролистная.

Образцы проб, взятые с точки № 2, относятся также к группе древесно-осоковых, древесно-травяных торфов, со степенью разложения 44,9-50,3 %. Ботанический состав растений-торфообразователей представлен 25 видами, из которых 2 вида голосеменных растений, 1 вид споровых, 5 видов мохообразных, 17 видов покрытосеменных.

На основании ботанического состава исследуемых образцов торфа и классификации можно сделать вывод об его принадлежности к низинному лесотопяному торфу.

Обобщенные результаты определения свойств зеленогорского торфа представлены в табл. 1.

Таблица 1

Свойства зеленогорского торфа

Номер точки	Средняя зольность торфа, %	Средняя величина рН	Средняя влажность торфа, %	Средняя степень разложения, %	Теплота сгорания мДж/кг	Плотность кг/м ³
1	10,7	4,4	52,3	38,5	8,22	850 кг/ м ³
2	12,7	5,00	53,0	47,9	8,12	853 кг/ м ³
3	12,3	4,7	55,3	43,3	8,64	850 кг/ м ³
4	12,7	4,9	52,0	48,3	8,42	818 кг/ м ³
5	12,7	4,9	50,0	48,3	7,96	875 кг/ м ³

Из табл. 1 видно, что торф, обнаруженный на территории ЗАТО г. Зеленогорска, относится к слабокислым торфам с рН= 4,20-5,25, степенью разложения от 35,8 до 55,0 %, зольностью 10-13 %, содержанием влаги 52-55 %, ботанический состав представлен древесно-осоковым и древесно-травяным торфом, что характерно для низинного типа торфа, лесотопяного подтипа, средняя величина теплоты сгорания 8270 кДж/кг, средняя плотность 850 кг/ м³, что говорит об его пригодности для использования в энергетике (также в сельском хозяйстве).

Выводы

1. Для использования торфа в энергетике должен быть низинный торф со степенью разложения не менее 35 %, лесного или лесотопяного подтипа, низинный или переходный, с влажностью не более 65 %, зольностью в пределах 15 %, теплоты сгорания в интервале 8 200-20 500 кДж/кг.

2. Торф, обнаруженный на территории ЗАТО г. Зеленогорска, относится к слабокислым торфам с рН= 4,20-5,25, степенью разложения от 35,8 до 55 %, зольностью 10-13 %, содержанием влаги 52-55 %, теплотой сгорания 8 270 кДж/кг, что говорит о возможности использования его в энергетике.

3. Ввиду малой средней глубины (1 м) и небольшой площади (3000 м кв.) зеленогорской торфяной залежи разработка торфяного месторождения в большой энергетике нецелесообразна.

Научная новизна работы заключается в том, что впервые на территории ЗАТО г. Зеленогорска изучен ботанический состав торфяного отложения, определены растения-торфообразователи, дана характеристика вида торфа, определены некоторые свойства торфа: зольность, рН, содержание влаги, плотность, теплота сгорания, а также определена мощность залежи (объем балансовых запасов).

Ценностью данной работы является

1. Создание авторской методики исследования торфяников, представляющей собой совокупность методов изучения торфов, согласно ГОСТам;

2. Возможность тиражирования этой методики;

Результаты данной работы можно использовать в двух направлениях:

1. Исследование новых торфяных площадей (Северо-Енисейский, Ирбейский, Н-Ингашский р-ны и др.) созданной методикой;

2. Использование Зеленогорской торфяной залежи в развитии малой энергетики (отопление коттеджных поселков и др.) Общее количество энергии торфяной залежи = $850 \text{ кг/м}^3 * 2640 \text{ м}^3 = 2244000 \text{ кг} = 18557880 * 10^6 \text{ Дж}$ энергии.

УДК 665

Оценка возможности производства игольчатого кокса из нефтей русского месторождения

Д.В. Войнова*

Научный руководитель П.В. Смирнов

В отечественной углеродной промышленности остро стоит вопрос обеспечения производств нефтяным игольчатым коксом – стратегическим сырьем для производителей углеграфитовой продукции. Последняя широко используется предприятиями черной металлургии для выплавки электростали в электродуговых печах высокой мощности.

Производство игольчатого кокса на территории России и Таможенного союза отсутствует. Однако наличие необходимой сырьевой базы и спроса на него в РФ создают благоприятные условия для развития отечественного производства данного вида сырья. Анализ современного состояния производства кокса характеризуется, с одной стороны, стремлением потребителей получать кокс высокого и стабильного качества, оправданного требованиями технологий и достижением высоких технико-экономических показателей процессов, с другой – низким объемом инноваций, недостаточностью инвестиций в техническое перевооружение производств, которые не позволяют осуществлять проведение совершенствования технологий установок коксования и сохраняют низкую глубину переработки сырья. В любом случае решение проблемы дефицита игольчатого кокса – актуальная задача сегодняшнего дня.

* © Войнова Д.В., 2014.

В качестве исходного сырья для производства нефтяного игольчатого кокса могут рассматриваться высоковязкие малосернистые нефти, запасы которых в Западной Сибири одни из крупнейших в мире. В качестве объекта данного исследования выбраны нефти Русского нефтегазового месторождения. На базе геохимической лаборатории ТюмГНГУ и химической лаборатории ТюмГУ проведены комплексные исследования их механических свойств и химического состава.

Наиболее значимыми техническими характеристиками сырья для производства игольчатого кокса являются:

- высокая плотность ($>0,88 \text{ г/см}^3$)
- низкое содержание серы ($< 0,5 \%$)
- низкое содержание азота ($< 0,54 \%$)
- отсутствие летучих веществ (низкое содержание обмасливающего продукта ($<0,5 \%$))
- низкий коэффициент термического расширения ($<2,7 \times 10^{-6}$)

В соответствии с этими требованиями нами проводилась оценка возможности использования нефтей Русского месторождения для производства нефтяного игольчатого кокса.

Данные по основным параметрам – удельному весу, вязкости, температуре застывания, а также по содержанию основных групп соединений в нефтях Русского месторождения – сведены в таблицу.

Таблица 1

Основные параметры нефти Русского месторождения

Показатель	Значения
Плотность при 20°C, кг/м ³	939
Вязкость кинематическая при 50°C, мм ² /с	87,82
Содержание, % мас.:	
-серы	0,38
-азота	0,28
-смола силикагелевых	12,0
-асфальтенов	1,10
-н-алканов	следы
Температура застывания, С°	Минус 30
Выход фракций, % мас.:	
До 200°	0,2
До 350°	28,3

Чтобы более детально изучить углеводородный состав проб, были взяты данные метода имитированной дистилляции (газовая хроматография), выполненные Л.С. Семочниковой.



Рис. 1. Хроматограмма сырой нефти Русского месторождения (метод имитированной дистилляции)

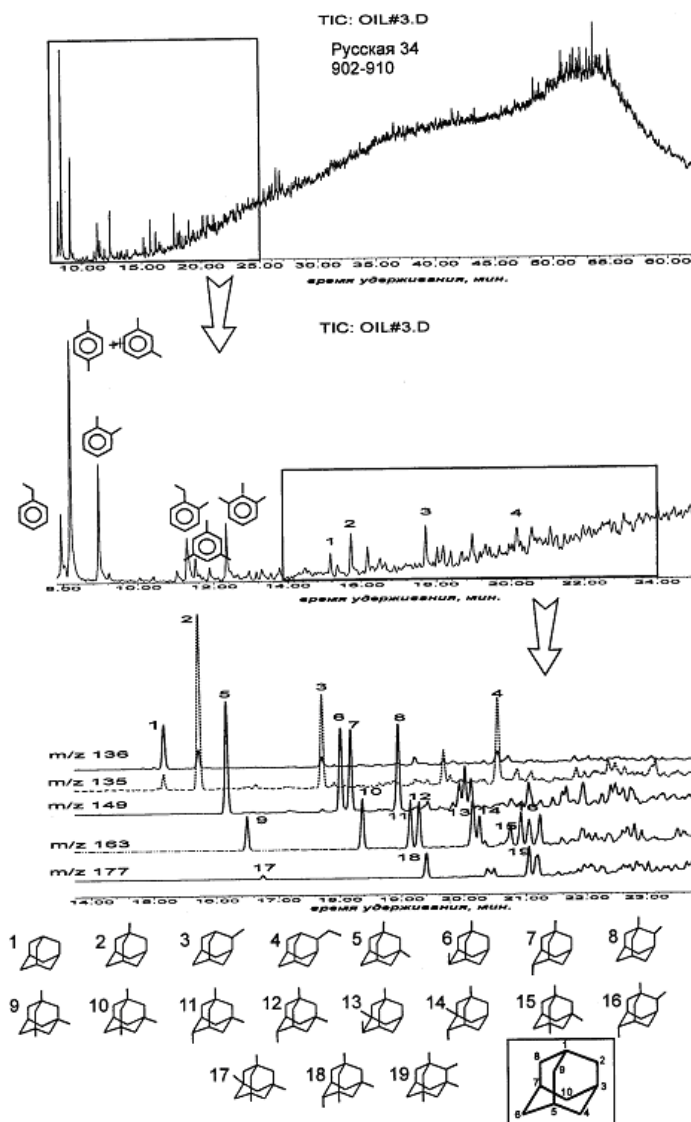


Рис. 2. Хроматограмма нефти Русского месторождения, снятая по полному ионному току. Дешифровка по индивидуальным ионам в температурном диапазоне 90-150°C

Анализ полученных хроматограмм, таблиц фракционного и группового состава позволил сделать следующие выводы:

- легкая фракция практически отсутствует, на C_{12+} приходится 95-96 % массы;
- высота пиков индивидуальных соединений за редким исключением не превышает фоновые значения более чем в 2-3 раза;
- относительное время удерживания компонентов и высота пиков для трех хроматограмм практически совпадают;
- нефтяной горб отмечается в температурном диапазоне 200-350 °С во всех пробах.

В рамках работы проведены комплексные исследования нефтей Русского месторождения для оценки возможности производства из них игольчатого кокса, согласно которым нефть Русского месторождения соответствует всем основным требованиям, предъявляемым к промышленному сырью:

1. Высокая плотность – 939 кг/м³.
2. Низкое содержание серы – 0,38 %.
3. Низкое содержание азота – 0,28 %.
4. Практически полное отсутствие легкой фракции – C_{12+} приходится 95-96 % массы.
5. Высокая вязкость обеспечивает низкий коэффициент термического расширения.

Среди основных перспектив работы стоит обозначить оценку качества игольчатого кокса, полученного из нефтей Русского месторождения.

Научное издание

МОЛОДАЯ НЕФТЬ

Отв. за выпуск Калякина Ольга Петровна

Редактор Е.Г. Иванова
Корректор Т.Е. Бастрыгина
Компьютерная верстка Е.В. Гревцовой

Подписано в печать 01.08.2014. Печать плоская
Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 18,3
Тираж 500 экз. Заказ № 1548

Издательский центр
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79
Тел./факс (391) 206-21-49, e-mail: rio@lan.krasu.ru
Отпечатано Полиграфическим центром
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел./факс (391) 206-26-49, тел. (391) 206-26-67
E-mail: print_sfu@mail.ru; <http://lib.sfu-kras.ru>