Министерство образования и науки Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

МОЛОДАЯ НЕФТЬ

Электронное издание

Материалы Всероссийской молодежной
научно-технической конференции нефтегазовой отрасли

Красноярск
СФУ
2017

УДК 622.276(082)
ББК 33.36я43
М754

Ответственный за выпуск
Д. В. Агровиченко

М754 Молодая нефть : материалы Всеросс. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли. – Электрон. дан. (10,8 Мб). – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2017. – 1 электрон. опт. диск (CD-Rom). – Систем. требования : PC не ниже класса Pentium I ; 128 Mb RAM ; Windows 98/XP/7 ; Adobe Reader V 8.0 и выше. – Загл. с экрана.
ISBN 978-5-7638-3750-6

В сборнике представлены научные статьи по технологии поиска, разведки и бурения нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, машинам и оборудованию нефтегазового комплекса, технологиям подготовки, транспортировки, хранения и переработки нефти, газа и газового конденсата, экологии, промышленной и пожарной безопасности, ресурсосбережению и энергоэффективности в нефтегазовом комплексе.

Рассмотрены существующие проблемы нефтегазового комплекса и предложены возможные пути их решения.

УДК 622.276(082)
ББК 33.36я43

ISBN 978-5-7638-3750-6 © Сибирский федеральный университет, 2017

Электронное научное издание

Редактор *Л. Ф. Калашник*
Компьютерная верстка *Д. Р. Мазай*

Подписано в свет 07.12.2017. Заказ № 2354
Тиражируется на машиночитаемых носителях

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

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 10

Барнашев К.И.
ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ РАДИОЧАСТОТНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ УЧЕТА НАРАБОТКИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА.....11

Бойков О.И., Осипенко А.А.
ПОСТРОЕНИЕ 1D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ 14

Чиркова Е.С., Мирошников Р.С.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА МИНЕРАЛОВ И ГОРНЫХ ПОРОД.....20

Идрисова Е.К.
ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ГЛИНИСТЫХ ПОРОД С РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНЬЮ ПРЕОБРАЗОВАННОСТИ 22

Кокова К.А.
ОЦИФРОВКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ И РАЗРЕЗОВ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗАНЯТИЙ ПО СТРУКТУРНОЙ ГЕОЛОГИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО ПАКЕТА SURFER 24

Коротышева А.В.
АНАЛИЗ СИСТЕМ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 31

Никитин О.А.
МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕНДА И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ В ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.....36

Петрусь О.А.
АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ФЕС И ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОТ СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ 43

Мельников Д.А.
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА МОДИФИКАЦИИ ПОЛИАКРИЛАМИДА.....49

Шаплов Д.В.
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ.....54

Пирожкова М.А.
УТОЧНЕНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ УЧАСТКА СОПРЯЖЕНИЯ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ, НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И СЮГДЖЕРСКОЙ СЕДЛОВИНЫ 59

Зеленая М.В., Черепова А.Н.
ВЛИЯНИЕ ПРОСТЫХ СОЛЕЙ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ 63

Назаренко А.В.
РОЛЬ ВЫПУСКНИКОВ ТПИ В ИЗУЧЕНИИ НЕБЕСНЫХ ТЕЛИ ПЛАНЕТЫ ЗЕМЛЯ.....67

Секция 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 72

Антипов А.Е., Лапин Д.Г., Фомин Д.А.
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ТАГУЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЕЙ ПАРОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....73

Ebrahimi Hossein
SIGNIFICANCE OF MATHEMATICAL AND EXPERIMENTAL TEST'S SIMULATION OF COMPOSITIONAL FLOW (NANO FLUID FLOW AND ELECTROMAGNETIC HEATING) IN UNCONVENTIONAL OIL RESERVOIRS WITH CONCEPT DESIGN OF COMBINED EXPERIMENTAL TEST DEVICE *.....80

Федоров А.В.
УВЕЛИЧЕНИЕ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА УЭЦН ЗА СЧЕТ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ПЛАСТА ЯК 3-7 ТЕХНОЛОГИЕЙ SECURESC2020.....89

Копленко А.А.
ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОТЛОЖЕНИЕМ С ПОМОЩЬЮ СТАНДАРТНОЙ ПРОГРАММЫ EXCEL 94

Ломпик В.А.
МЕТОД РАСЧЁТА ВЯЗКОСТИ НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ ДЛЯ НЕФТЕЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ 98

Набокин И.Р.
МЕТОДОЛОГИЯ УЧЕТА ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....104

Никитин О.А.
ВЫБОР МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 109

Ракитина Ю.Н.
ПОИСК ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ 115

Турдумаматов А.М.
ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....120

Залесский Э.В., Аникин А.О.
ВЛИЯНИЕ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....125

Жамсаранова А.Б.
ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА $АВ_1$ РАННЕМЕЛОВОГО ВОЗРАСТА СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) 131

Секция 3. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА 135

Ананьев К.М., Балаганская А.Г.
ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОЧИСТКИ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА 136

Войткин К.М., Апресян С.К.
ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЗУБЧАТОЙ ПЕРЕДАЧИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАЛЛОПЛАКИРУЮЩИХ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ 141

Бабаев А.Ю., Кижапкин М.В.
РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА, ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК, УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ОБЪЕМНЫХ КОМПРЕССОРОВ 145

Бурцев А.Е.
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ БЕСПИЛОТНЫХ АВИАЦИОННЫХ СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ 150

Чепиль Д.М.
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕШЛАМОВ МЕТОДОМ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ВАКУУМНОЙ ДЕСТРУКЦИИ 155

Долгих Д.В., Качаев А.М.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОЦЕЛЕВЫХ СТАНКОВ И ОБРАБАТЫВАЮЩИХ ЦЕНТРОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НОМЕНКЛАТУРЫ ДЕТАЛЕЙ.....160

Киряев Г.В., Марзаев Д.С., Сушко А.Н.
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОЧЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ СНЕЖНО-ЛЕДЯНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА ДОРОЖНЫХ ПОКРЫТИЯХ.....164

Кобзарев Т.Н.
ОЧИСТКА ОРЕБРЕННЫХ ТРУБ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА.....167

Колобовникова Д.И., Майданюк Е.П.
РАЗРАБОТКА ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ЦЕНТРОВКИ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ПРИВОДОМ.....172

Комаров В.Ю.
ПРОГРАММНЫЙ СИМУЛЯТОР КОНТУРА УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМ НАСОСНЫМ АГРЕГАТОМ.....176

Корнеев А.Е.
МОДЕРНИЗАЦИЯ ГАЗОСЕПАРАТОРА МН-ГСЛ5.....180

Кудинова А.С.
МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОРШНЯ КОМБИНИРОВАННОГО МАНЖЕТНО-ДИСКОВОГО ДЛЯ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ 183

Кусакин А.А.
РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА
ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЕРМОКЕЙСОВ 186

Мирошников Р.С., Богачев В.В.
ВХОДНОЕ УСТРОЙСТВО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА 189

Аюшиев О.В., Николаева Ю.И.
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РАБОЧЕГО ИНСТРУМЕНТА И ПОРОДЫ 194

Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф.
РАЗРАБОТКА ГЕНЕРАТОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ 198

Селин Д.Д.
РАЗРАБОТКА РАБОЧЕГО ОРГАНА С ДВИЖУЩЕЙСЯ ЛЕНТОЙ
ДЛЯ УПЛОТНЕНИЯ СНЕЖНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ ЗИМНИХ
ДОРОГ ДЛЯ ДОСТАВКИ ГРУЗОВ В РАЙОНЫ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 203

Залесский Э.В., Аникин А.О.
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТОР (TECHNOLOGY FOR OPTIMIZATION
OF PRODUCTION) ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ
ФАКТОРОМ 207

Зайцева Г.К.
РАЗРАБОТКА МЕХАНОАКТИВИРУЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ЗАЩИТЫ
ОТ КОРРОЗИИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 212

Жерноклюев Е.А., Князев К.А.
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА СБОРКИ ТРУБОПРОВОДОВ
РАЗНОГО ДИАМЕТРА 216

**Секция 4. ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ, ХРАНЕНИЯ
И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА 220**

Абдуллаев Б.Б., Литвинов П.А.
ПОЛУЧЕНИЕ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫМИ
СВОЙСТВАМИ НА ПРИМЕРЕ АО «АНПЗ ВНК» 221

Антипов А.Е., Лапин Д.Г., Фомин Д.А.
ОПТИМИЗАЦИЯ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ 227

Балаганская А.Г., Ананьев К.М.
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ АСПО ИЗ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРИМЕНЕНИЯ 231

Беломестнова Ю.С.
ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕСТРУКЦИИ ПОЛИИЗОБУТИЛЕНА В СОСТАВЕ ЗАЩИТНОЙ
ЖИДКОСТИ ДЛЯ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ 236

Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Мещерин И.В.
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА
К СЖИЖЕНИЮ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СПГ ВЫСОКОГО КАЧЕСТВА 239

Миронов А.Г.
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧРЭП С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА.....243

Ловцевич О.В.
ПОЛУЧЕНИЕ ПЕКОПОДОБНЫХ ПРОДУКТОВ В ПРОЦЕССЕ ТЕРМИЧЕСКОГО РАСТВОРЕНИЯ УГЛЕЙ.....247

Нефедьева Т.Н.
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ «СОНКОР-9510 Б» В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ.....251

Мамитов Д.С.
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ДЕПАРАФИНИЗАТОРА НЕФТИ.....255

Нетунаева О.В., Иванова А.А.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ CL^-, NO_3, SO_4^{2-} – ИОНОВ В ВОДНОМ ЭКСТРАКТЕ ИЗ НЕФТИ МЕТОДОМ ИОННОЙ ХРОМАТОГРАФИИ.....259

Пачковский В.И.
ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ И АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ.....263

Походяев П.В.
УЛУЧШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ПАР ТРЕНИЯ СЕДЛО-ШИБЕР В УЗЛЕ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕМ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ШИБЕРНОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ПО ЗАТВОРУ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ.....268

Полосухина М.А., Иванова А.А.
ИЗВЛЕЧЕНИЕ АНИОНОВ ОРГАНИЧЕСКИХ КИСЛОТ ИЗ НЕФТИ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕТОДОМ ИОННОЙ ХРОМАТОГРАФИИ.....274

Попов М.К.
ПРОКЛАДКА НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛОГРАДУСНЫХ ОТВОДОВ.....279

Серебреникова Ю.Г., Кривотулова К.А.
ПРИМЕНЕНИЕ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....283

Синюта В.Р.
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....288

Скобова С.С.
ПОИСК НОВЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ.....293

Боровик Д.В., Смирнова Е.В.
ПЕРЕХОД НА ПРОИЗВОДСТВО БИТУМОВ ПО ГОСТ 33133–2014 НА ПРИМЕРЕ АО «АНПЗ ВНК».....297

Сотников О.В.
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ ВЕЩЕСТВ НА ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОРОЖНОГО БИТУМА МАРКИ БНД 90/130 302

Суворов Р.В.
РАЗРАБОТКА МЕТОДА ГЕРМЕТИЗАЦИИ КОЛОДЦЕВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА 306

Свирина С.А.
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНДЕНСАТОРА-КОАГУЛЯТОРА В ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СЕРЫ ПО МЕТОДУ КЛАУСА 312

Tretyakov A.E., Deryagina N.V.
USING OF THE PRODUCED WATER ENERGY BY MICRO-HYDROELECTRIC POWER STATIONS IN THE OILFIELD 316

Савич А.С.
ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ЗЕМЛЯНОГО ПОЛОТНА АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ НА МЕЛКОДИСПЕРСНЫХ МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ 319

Ваганова Н.К., Ваганов Р.А., Комаров М.И.
НЕТРАДИЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССА GTL 322

Hossein Ebrahimi
EFFECTS OF OPERATING PARAMETRS ON PETROLEUM COKE YIELD 325

Агровиченко Д.В., Балясников В.А.
ВЛИЯНИЕ ДОЛИВОВ НА КОЭФФИЦИЕНТ ПОГЛОЩЕНИЯ СВЕТОВОГО ПОТОКА МИНЕРАЛЬНОГО МОТОРНОГО МАСЛА М-10$Г_2$К 326

Секция 5. ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ 329

Е.Д. Акимов
АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ДРЕНИРОВАНИЕ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ В РЕЗЕРВУАРАХ 330

В.А. Бабкин
СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ И ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ТЭК 334

Е.И. Бердина
ОТРИЦАТЕЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И НЕДРА РАНЕЕ ЛИКВИДИРОВАННЫХ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 339

Д.М. Чепиль
О ПРОБЛЕМАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОКАЧЕСТВЕННОГО МОТОРНОГО ТОПЛИВА 343

Громик А.В.
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ПОЛИКАРБОНАТНОГО ГЕРМЕТИЗАТОРА НА ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ГРУНТОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ЗОНЕ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА 348

Гулеватова А.И., Феоктистова А.В.
АНАЛИЗ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ ПРЕГРАД 353

Корнеев А.Е.
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ КРУПНЕЙШИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ 357

Крехов А.А.
МЕТОД И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ФИКСАЦИИ ВЗРЫВА ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР 362

Артёмова К.С., Бушкина А.В., Лагашкина В.С.
РЕГИСТРАЦИЯ ПОЖАРООПАСНЫХ МЕСТ ЧЕРЕЗ НАБЛЮДЕНИЕ ВТОРИЧНЫХ ПРИЗНАКОВ ВОДОРОДНОЙ ДЕГАЗАЦИИ 367

Мирошников Р.С., Кудинова Т.С., Серенков В.В., Филипенкова О.Н.
ВОЗРАСТАНИЕ ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ И УГЛЕВОДОРОДНАЯ ДЕГАЗАЦИЯ ... 370

Кириллова И.Д., Иванова А.А.
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕНОСОРБЕНТОВ ДЛЯ СБОРА АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ 375

Попкова Т.В.
МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ 379

Раков В.С.
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕРХВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНОГО ПОЛИЭТИЛЕНА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ 384

Ромашкин Е.М.
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА СУШЕ 387

Сентюрова М.В.
ЕДИНОЕ ИНФОРМАЦИОННОЕ ПРОСТРАНСТВО ПО АДАПТАЦИИ И РАЗВИТИЮ РАБОТНИКОВ ПРЕДПРИЯТИЯ 392

Pavel L. Shapovalov, Anastasia A. Selina
DEVELOPMENT OF A EXPERIMENTAL STAND FOR TESTING ANTI-TURBULENT ADDITIVES 397

Синицина М.А.
ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ В ЖИЛЫХ МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМАХ 400

Синюта С.В.
ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ОТХОДОВ ОТ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ 405

Третьякова Е.А.
ДОРОЖНЫЕ ПОКРЫТИЯ ВРЕМЕННЫХ ДОРОГ 408

Секция 1

ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 735.29

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ РАДИОЧАСТОТНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ УЧЕТА НАРАБОТКИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

К.И. Барнашев
Научный руководитель **А.В. Волков**, начальник
производственно-технического отдела ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»
Восточно-Сибирский филиал ООО «РН-Бурение»

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

В условиях компаний, занимающихся бурением, можно столкнуться с проблемой нерационального ведения наработки бурильногоинструмента, так как согласно «Положению по эксплуатации бурильных труб, НКТ и переводников» наработкабурильного инструмента ведется целиком на весь комплект. Становитсяневозможно определить, какая именно труба из комплекта совершилафактическую наработку комплекта. Тем более после перемещения комплектов по разным производственным объектам.

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

© Барнашев К.И., 2017

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

Решением данной проблемы может служить внедрение системы Radio Frequency Identification (Go-RFID) радиочастотной идентификации. Это технология бесконтактного обмена данными, основанная на использовании радиочастотного электромагнитного излучения. RFID применяется для автоматической идентификации и учета объектов, которая представляет собой аппаратно-программный комплекс, предназначенный для автоматической идентификации объектов учёта. Система позволяет быстро собирать и надёжно хранить данные об объектах в единой базе на сервере. За счёт модульности программной части Go-RFID гибко адаптируется для решения задач предприятий разного профиля и масштаба.

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

1) RFID-меток, защищенных от ударов, истирания, воздействия химически активных сред, повышенной и пониженной температур, влаги, способных работать на металлических объектах;
2) комплекта мобильных и стационарных считывателей;
3) каналов связи мобильных считывателей (по сети Wi-Fi, GSM EDGE/GPRS либо 3G HSPA) и стационарных считывателей (LAN) с сервером обработки данных;
4) сервера для обработки и хранения данных об объектах, выдачи данных на оператора и диспетчера;
5) пользователей и каналов их связи с сервером (оператор работает в двух режимах: онлайн и оффлайн).

Программная часть комплекса состоит из нескольких элементов: приложения, устанавливаемого на ридер (RFID reader middleware); RFID-сервера и диспетчера / оператора. Приложение RFID reader middleware отправляет считанный антенной сигнал на сервер, распаковывает хранимый на метке пакет данных, проводит запись обновленных данных на метку, может посылать на сервер данные о GPS-координатах мобильного считывателя. RFID-сервер осуществляет обработку сигналов от RFID reader middleware, обработку и хранение данных об объектах, выдачу данных на оператора / диспетчера.

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

- автоматизация процессов учета;
- отсутствие бумажной работы и исключение человеческого фактора, позволяет уменьшить риск ошибок;
- автоматизация процессов контроля, возможность скрытого размещения RFID-метки и контроль меченого объекта в режиме реального вре-

мени, позволяющие организовать оперативный контроль за бурильным инструментом;

- автоматизированный контроль параметров элементов бурильных систем;
- планирование закупок оборудования и материалов исходя из достоверных данных о состоянии оборудования;
- отслеживание оборудования по всему жизненному циклу в режиме реального времени;
- исключение возможных аварийных ситуаций;
- сокращение затрат на закупку нового бурильного инструмента за счет продления жизни старого;
- снижение затрат на дефектоскопию;
- уменьшение затрат на ремонт инструмента.

Список литературы

1. Режим доступа: http://go-rost.ru/products/go_rfid/
2. Нефтяное хозяйство. №12. 2012.
3. Нефтегазовый информационный портал. – Режим доступа: http://www.neft-product.ru/oil-news-detail-2777.html
4. Нефть. Газ. Инновации. № 3. 2015.
5. Положение ВСФ ООО «РН-Бурение» по эксплуатации бурильных, насосно-компрессорных труб и переводников от 05.08.2014г. – Красноярск, 2014. – 69 с.

УДК 550.8.013

ПОСТРОЕНИЕ 1D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

О.И. Бойков, А.А. Осипенко
Научный руководитель **В.М. Киселев**, д-р физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

В работе приведены результаты построения 1D геомеханической модели на примере одной из вертикальных скважин Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Результаты, полученные в данной работе, показывают величины напряжений в различных механических слоях и позволяют оценить окно безопасного бурения. Даны рекомендации для дополнительных исследований с целью уменьшения существующих неопределенностей построения 1D геомеханической модели.

Введение

Внутрипластовое напряженное состояние играет важную роль при прогнозировании образования трещин гидроразрыва и устойчивости ствола скважины. Условия образования трещин гидроразрыва и устойчивость ствола скважины контролируются механическими свойства пород-коллекторов и покрышек, существующим режимом напряжений и наличием сети естественной трещиноватости. Режимы напряжений в каждой конкретной точке разреза представлены тензором трех главных нормальных напряжений, величина и ориентировка которого зависит от совокупного влияния различных геологических и технологических факторов. Поэтому предсказание образования трещин гидроразрыва теоретически возможно в случае учета текущего напряженного состояния, механических свойств пород и критериев разрушения.

Особо сложным является решение данной задачи в плотных карбонатных коллекторах с многокомпонентным составом минерального скелета и сложной структурой пустотного пространства кавернозно-трещинных коллекторов.

Объектом изучения для построения тестовой 1D геомеханической модели является разрез продуктивных отложений Юрубчено-Тохомской

© Бойков О.И., Осипенко А.А, 2017

зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), являющийся уникальным как в геологическом отношении, так и в отношении разнообразия технологических способов вскрытия и исследования.

1D геомеханическая модель кроме решения описанных выше задач является первым и неотъемлемым этапом построения полноценной 3D геомеханической модели, которая в свою очередь необходима для оптимизации и мониторинга разработки месторождения.

Результаты, полученные в данной работе, показывают величины напряжений в различных механических слоях, которые контролируют величину и ориентацию образования возможных трещин разрыва, а также позволяют оценить окно безопасного бурения.

Основная задача данной работы состоит в оценке возможности использования имеющейся геолого-геофизической информации для построения адекватной 1D геомеханической модели в условиях ЮТЗ.

Оценка механических свойств

В качестве исходных данных были использованы механические свойства пород, полученные из широкополосного акустического каротажа (АКШ), такие как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модули сдвига и объемного сжатия. Изначально данные параметры являются динамическими, поскольку получены из акустических волн, и в дальнейшем были преобразованы в статические с помощью специальных зависимостей, полученных по месторождениям-аналогам. Из статических модулей Юнга и коэффициента Пуассона рассчитан предел прочности на одноосное сжатие (UCS) и на разрыв. Предел прочности на разрыв рассчитывался как 1/10 от UCS [2].

Расчет напряженного состояния пород

Вертикальное напряжение σ_v оценивалось по данным плотностного каротажа посредством интеграции в каждой точке разреза веса вышележащих пород.

Минимальное σ_h и максимальное σ_H горизонтальные напряжения рассчитывались по специальным уравнениям с учетом вертикального напряжения σ_v и порового давления P_p [2]. Затем результаты расчетов калибровались на состояние ствола стенки скважины по данным акустического микросканера (рис. 1). Положение вывалов в стволе скважины является хорошим индикатором минимального горизонтального напряжения σ_h. Максимальное горизонтальное напряжение σ_H, как правило, ориентировано перпендикулярно вывалам и параллельно образованию техногенной трещиноватости.

Определение потенциальных зон образования трещин разрыва

Распространение, ориентация и форма трещин контролируется многими факторами, в том числе внутрипластовым напряженным состоянием, механическими свойствами и другими факторами. В данном исследовании рассматривались только факторы, связанные с геомеханикой, такие как напряженное состояние и механические свойства.

Для выявления потенциальных зон образования трещин были адаптированы следующие критерии:

- низкий градиент давления гидроразрыва;
- высокое напряжение, контраст между зонами гидроразрыва;
- низкий уровень модуля Юнга.

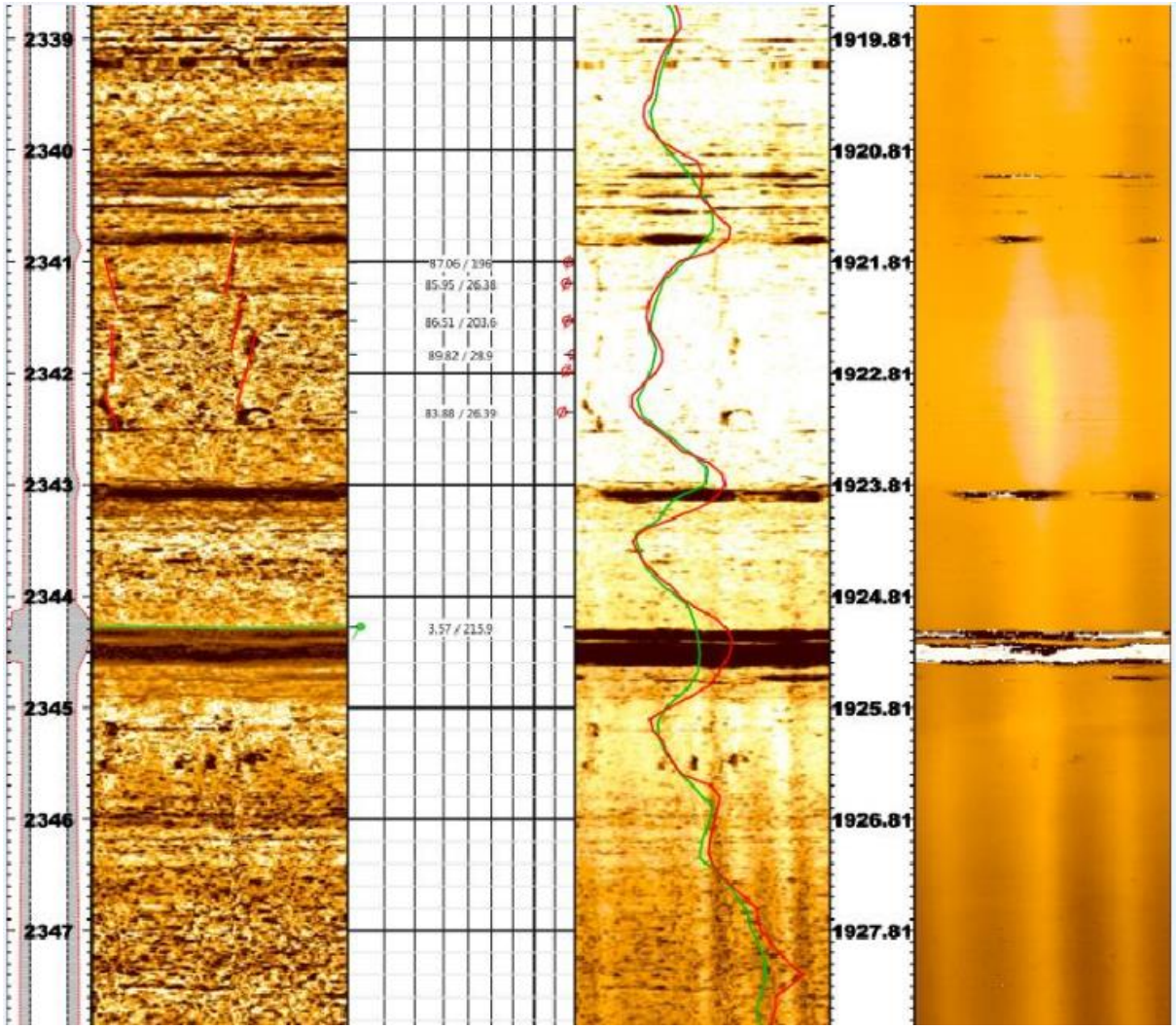


Рис. 1. Пример выделения вывалов по скважине XX1

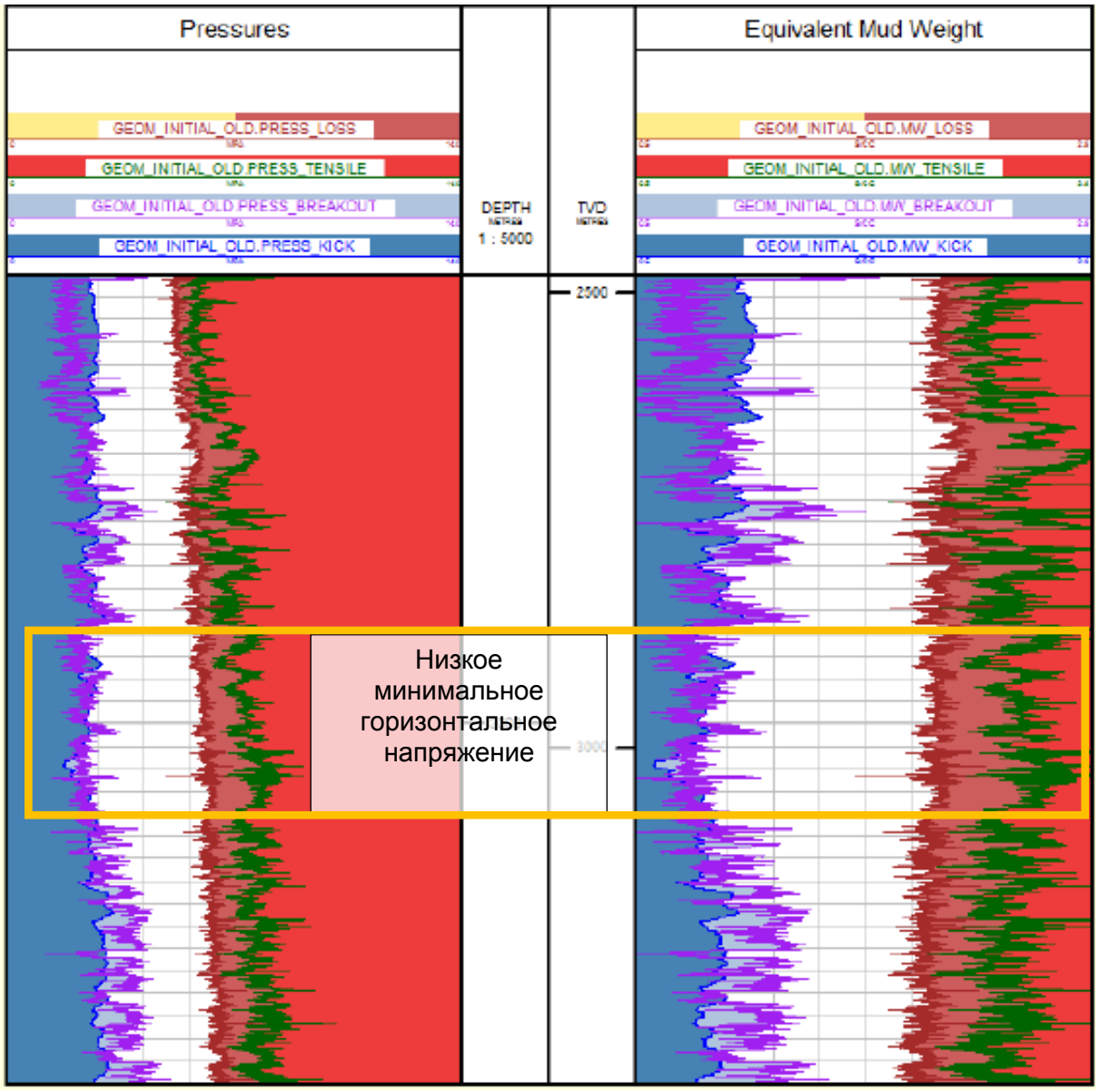


Рис. 2. Пример определения минимального
и максимального горизонтального напряжения

На основе 1D геомеханической модели выделены потенциальные зоны для образования трещин разрыва на примере рассматриваемой вертикальной скважины (рис. 2).

Выделенные зоны имеют более низкое минимальное горизонтальное напряжение, что способствует образованию в них трещин разрыва. Зоны высокого напряжения выше и ниже этих интервалов могут рассматриваться в качестве барьера, препятствующего образованию трещин разрыва.

Неопределенности в построении 1D геомеханической модели

Точность геомеханической модели контролируется качеством и количествомвходных данных при ее построении.

В данном исследовании были использованы различные корреляционные зависимости, заимствованные по месторождениям-аналогам, которые могут не совсем точно отвечать условиям продуктивных отложений ЮТ3. Поэтому рекомендуется провести уточнение следующих используемых зависимостей и показателей на фактическом керновом материале:

- статического модуля Юнга и Пуассона от динамического;
- профиля прочности породы на одноосное сжатие;
- паспорта прочности пород с построением диаграмм Мора-Кулона.

Данные из этих лабораторных тестов позволят минимизировать неопределенности в оценкемеханических свойств горных пород и в дальнейшем способствовать корректной калибровке параметров 1D геомеханической модели.

Заключение

Результаты исследования показывают, что геомеханическое моделирование имеет важное значение для оптимального проектирования скважин, в частности карбонатного кавернозно-трещинного коллектора. Построенная 1D геомеханическая модель позволяет получить ценную информацию для понимания ориентации и величины тензора трех главных нормальных напряжений и способствовать выбору оптимального направления горизонтальных скважин.

В результате работы были выделены потенциальные зоны образования трещин разрыва.

Из-за высокой неопределенности в 1D геомеханической модели, построенной при отсутствии точной калибровки механических свойств, для указанного региона рекомендуется проанализировать и изучить данные параметры на фактическом керновом материале.

Список литературы

1. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Вестник Пермского национального исследо-

вательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 20–27.

2. Manhal Sirat, Majahed Ahmed and Xing Zhang, Predicting Hydraulic Fracturing in a Carbonate Gas Reservoir in Adu Dhabi Using 1D Mechanical Earth: Uncertainty and Constraints, SPE 172942 MS, 2015.

3. Ali A.H.A. Brown T., Delgado R., Lee D., Plumb D., Smirnov N., Marsden J.R., Prado-Velarde E., Ramsay L., Spooner D., Stone T., & StoufferT. (2003). Watching Rocks Change – Mechanical Earth Modeling; Oilfield Review, Summer 2003, Volume 15, Number 1.Pp. 22–39.

4. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., & Risnes R., (1992). Petroleum Related Rock Mechanics Developments in Petroleum Science, 33: Elsevier.

5. Plumb R.A., Edwards S., Pidcock G., Lee D. (2000). The Mechanical Earth Model Concept and its Application to High-Risk Well Construction Projects. SPE 59128.

УДК 549.1; 553

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА МИНЕРАЛОВ И ГОРНЫХ ПОРОД

Е.С. Чиркова, Р.С. Мирошников
Научный руководитель **А.Б. Федоров**, канд. физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

На сегодняшний день известно около 3 000 минералов, и каждый год их число увеличивается. Чтобы ориентироваться и диагностировать минералы, ученые группируют или систематизируют их на основе конкретных признаков, то есть проводят классификацию, основанную на физических и химических свойствах. Точно определяют горные породы, особенно сложные, состоящие из нескольких минералов, в специальных лабораториях с помощью микроскопа, химических анализов и других способов исследования. Учитывая специфику работы в поле, геологам приходится пользоваться простыми методами диагностики минералов и горных пород, главным из которых является макроскопический метод определения диагностических признаков, включающих такие свойства, как блеск, сингония, побежалость, цвет, прозрачность и другие особенности.

В этой связи с целью упростить и систематизировать процедуру определения диагностических признаков можно использовать программы распознавания образов, интегрированные на смартфоны или ПК.

Ход определения минерала в программе будет происходить следующим образом: сначала программа определит цвет, побежалость (если имеется), прозрачность, блеск, сингонию.

Однако такие диагностические признаки, как твердость, цвет черты, спайность, плотность и т. д., необходимо будет выбрать и добавить вручную, используя простейшие методы исследования. В программе могут быть предложены всевозможные варианты отдельных признаков, таких как цвет, категория сингонии, минерал-эталон твердости пошкале Мооса, виды излома, осязательные характеристики и т. д. Получая данную информацию, программа начинает анализировать данные и в итоге выдает названиевариантов вероятных минералов, структурно-текстурные особенности и вид породы.

Вся полученная информация может быть сохранена в облачном хранилище файлов или на смартфоне.

© Чиркова Е.С., Мирошников Р.С., 2017

Список литературы

1. Бойко С.В., Прокатень Е.В. Общая геология : учеб. пособие. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2014. – 328 с.

2. Бойко С.В. Кристаллография и минералогия. Основные понятия : учеб. пособие. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2015. – 212 с.

УДК 552.52

ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ГЛИНИСТЫХ ПОРОД С РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНЬЮ ПРЕОБРАЗОВАННОСТИ

Е.К. Идрисова
Научный руководитель **А.В. Постников**, д-р геол.-минерал. наук
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

В настоящее время значительная часть месторождений нефти и газа Российской Федерации находится на поздней стадии разработки. В этой связи требуется пополнение ресурсной базы углеводородов путем вовлечения нетрадиционных ресурсов. Подавляющее большинство потенциальных объектов с нетрадиционными залежами углеводородов приурочено к глинистым толщам. Однако до настоящего времени структура и пустотное пространство глинистых пород остаются до конца неизученными и неохарактеризованными.

Цель работы – сравнение строения пустотного пространства глинистых пород с изменением степени преобразованности.

Для исследований был отобран ряд образцов глинистых пород из осадочного чехла и складчатого фундамента Западно-Сибирской платформы, осадочного чехла Предкавказского региона и пород зеленосланцевой фации метаморфизма.

Следует отметить, что глинистые породы проблематично изучать с помощью оптической микроскопии, так как размеры глинистых чешуек гораздо меньше толщины литологического шлифа. Поэтому исследования проводились методом растровой электронной микроскопии (РЭМ). Образцы пород для исследований в РЭМ представляли собой их сколы, перпендикулярные плоскости наслоения.

Выводы о строении глинистых пород (см. рисунок):

1. В структуре пород глинистые минералы встречаются в виде изолированных чешуек или в виде агрегатов. Агрегаты могут быть сложены хаотичными или ориентированными чешуйками.

2. Пустотное пространство подразделяется на мелкие поры между чешуйками в агрегатах и на межагрегатные поры.

При увеличении степени преобразованности пород:

- глинистые чешуйки уменьшаются в размерах, а агрегаты увеличиваются и уплотняются;
- глинистые чешуйки в агрегатах располагаются более упорядоченно;

© Идрисова Е.К., 2017

• поры между чешуйками глинистых минералов исчезают;

• межагрегатные поры уплощаются и сохраняются даже в сильнометаморфизованных породах;

• пустотное пространство становится более дифференцированным, уменьшается связанность межагрегатных пор.

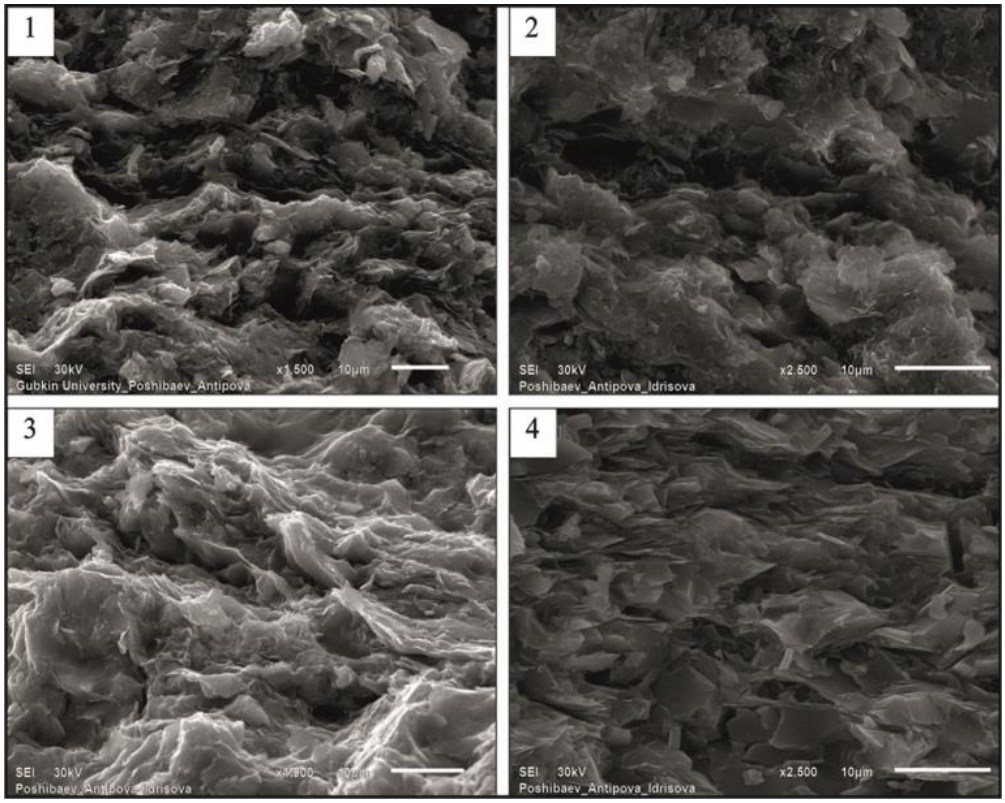


Рис. Структура пустотного пространства глинистых пород:1 – глины алевритистой с прослойками алевролита нефтенасыщенного с глубины 1 003,7 м (Западно-Сибирская НГП); 2 – аргиллита алевритистого, обогащенного органическими растительными остатками с глубины 1 446,25 м (Западно-Сибирская НГП); 3 – аргиллита алевритистого с обугленными растительными остатками с глубины 3 287,2 м (Западно-Сибирская НГП); 4 – слабометаморфизованного глинистого сланца (Фотографии выполнены в режиме вторичных электронов)

Исследования были проведены на растровом электронном микроскопе JEOL 6610 LV (Япония).

Автор признателен В.В. Пошибаеву, О.А. Антиповой за помощь в проведении исследований на растровом электронном микроскопе.

Список литературы

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

2. Соколов В.Н., Осипов В.И. Микроструктурные изменения в глинах при плоскостном сдвиге // Инженерная геология. – 1983. – № 6. – С. 6–21.

УДК 550.8

ОЦИФРОВКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ И РАЗРЕЗОВ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗАНЯТИЙ ПО СТРУКТУРНОЙ ГЕОЛОГИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО ПАКЕТА SURFER

К.А. Кокова
Научные руководители: **Л.И Свиридов**, канд. геол.-минерал. наук;
А.Б.Федоров, канд. физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

В настоящее время компьютерные технологии тесно вошли в нашу жизнь. В геологии применяется большое количество специальных программ, используемых в научных исследованиях. С их помощью можно решить множество геологических задач, например: объемное моделирование геологических тел, построение геологических карт, построение разрезов. В данном докладе приведем пример выполнения последней задачи с помощью такого метода, как оцифровка карт.

Оцифровка геологических карт – это довольно сложный и длительный процесс. Суть его заключается в том, чтобы перенести или преобразовать какие-либо объекты с бумажного носителя на цифровой. Актуальность данного способа состоит в том, что хранить данные на бумажных носителях довольно долгое время не совсем практично, так как со временем бумага может прийти в негодность. Еще одним плюсом оцифровки является улучшение качества оформления геологических карт и сокращение срока работ. Поэтому необходим более надежный вариант хранения информации. Этим вариантом является оцифровка скважин, то есть создание цифровых карт. Решить данную задачу можно с помощью программы для 3D-моделирования Surfer 8.

Методика выполнения

Исходными данными для выполнения работы является учебная геологическая карта № 1.

Оцифровка геологических карт проводится в несколько этапов. На первом этапе создаем растровое изображение карты, а именно загружаем сканированную карту в окно Plot 1 (рис. 1).

Здесь же устанавливаем необходимый масштаб. После этого переходим непосредственно к оцифровке карты (рис. 2).

© Кокова К.А., 2017

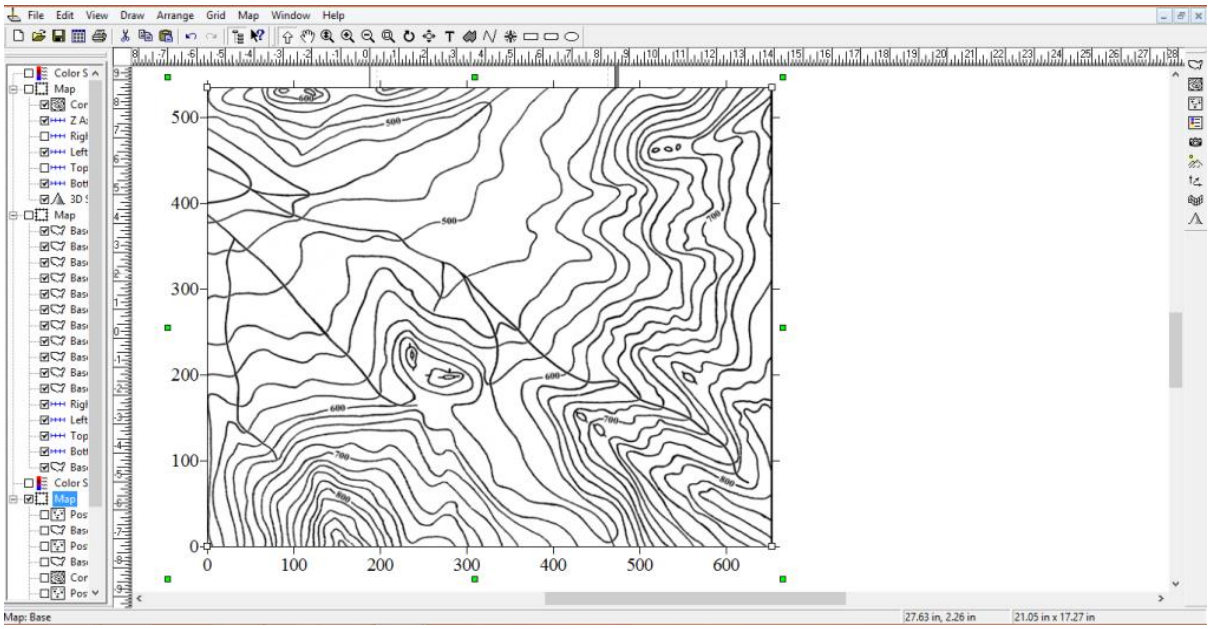


Рис. 1. Растровое изображение карты в окне Plot 1

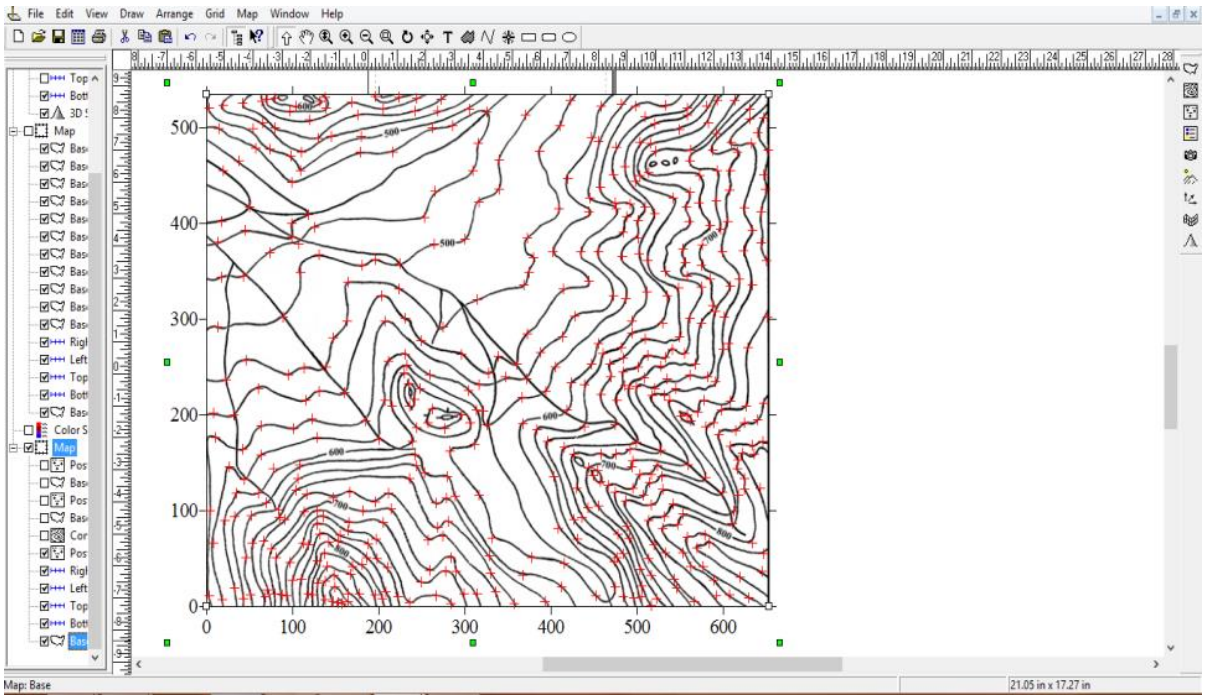


Рис. 2. Оцифровка карты

Данную задачу решаем с помощью команды Map → Digitize. Курсор мыши принимает форму перекрестья. Наведя курсор на горизонталь, нажимаем на левую кнопку мыши – появляется окно редактора digit.bln, в котором записаны координаты первой точки. Выделив окно редактора,

после второй координаты ставим запятую и пробел, затем подписываем значение абсолютной отметки № 1 – 440. После значения абсолютной отметки снова ставим запятую, пробел и подписываем номер скважины – № 1, нажимаем Enter. Аналогично проводим оцифровку всех горизонталей (чем больше точек, тем точнее получится карта). Сохраняем содержимое окна редактора с помощью команды File→Saveas в файле с расширением dat. Затем добавляем его к сканированной карте в окне Plot как карту Post. Для этого с помощью иконки  выбираем файл с расширением dat. и нажимаем кнопку «открыть». Далее необходимо объединить эти карты. Выделим и объединим обе карты с помощью команды Edit→SelectAll→ Map→OverlayMaps.

Далее построим карту по значениям в скважинах, выбрав в качестве алгоритма построения метод Kriging (рис. 3). Для этого выполняем следующую последовательность действий: на вкладке Grid нажимаем на Data, в открывшемся окне выбираем наш файл с расширением dat. и открываем его.

В открывшемся окне выбираем метод Kriging и нажимаем OK.

Сохраняем появившийся файл Gridding Report (рис. 4).

Далее с помощью иконки  выбираем файл с расширением grd., открываем его. Затем снова объединяем две карты, используя команду Edit→SelectAll→ Map→OverlayMaps (рис. 5).

Сравнение карт показывает, что карты отличаются друг от друга. Это объясняется тем, что человек при построении такой карты использует некоторые допущения (где возможны различные вариации проведения изогипс), в то время как программа следует запрограммированному в ней алгоритму.

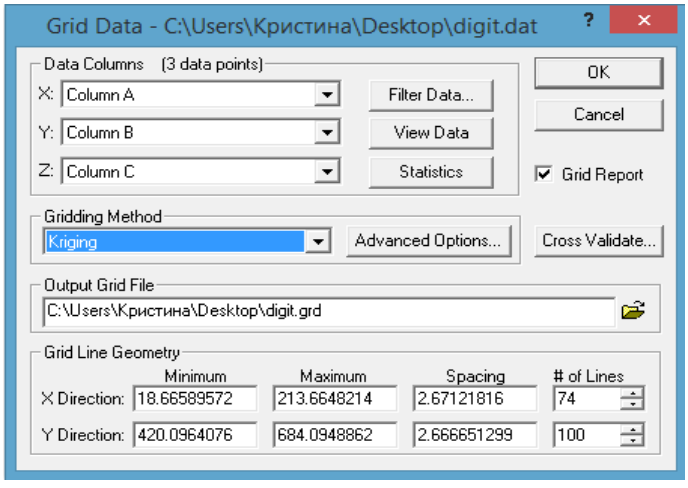


Рис. 3. Применение метода Kriging

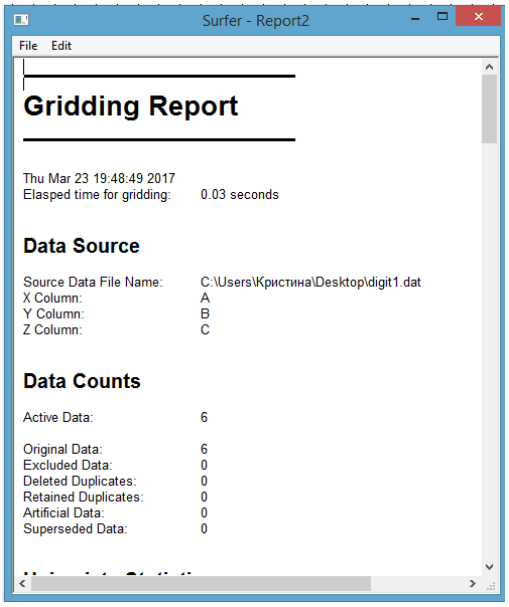


Рис. 4. К применению метода Kriging

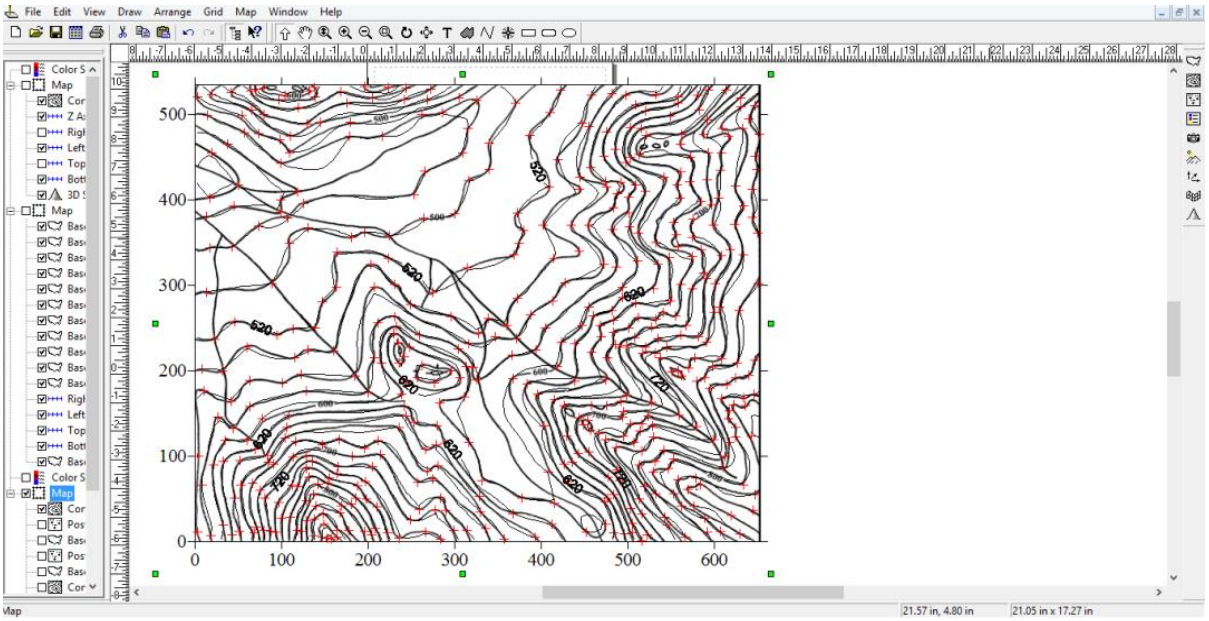


Рис. 5. Объединение бланковой и оцифрованной карт

Данная карта раскрашивается цветами согласно Международной стратиграфической шкале. Но так как в данном случае работа выполнялась на бланковой карте, изображение получилось черно-белым (рис. 6). Для этого на вкладке Map выбираем подобъект Contours и с помощью правой кнопки мыши открываем его свойства (Properties). На вкладке General ставим галочку в Fill Contours и нажимаем OK.

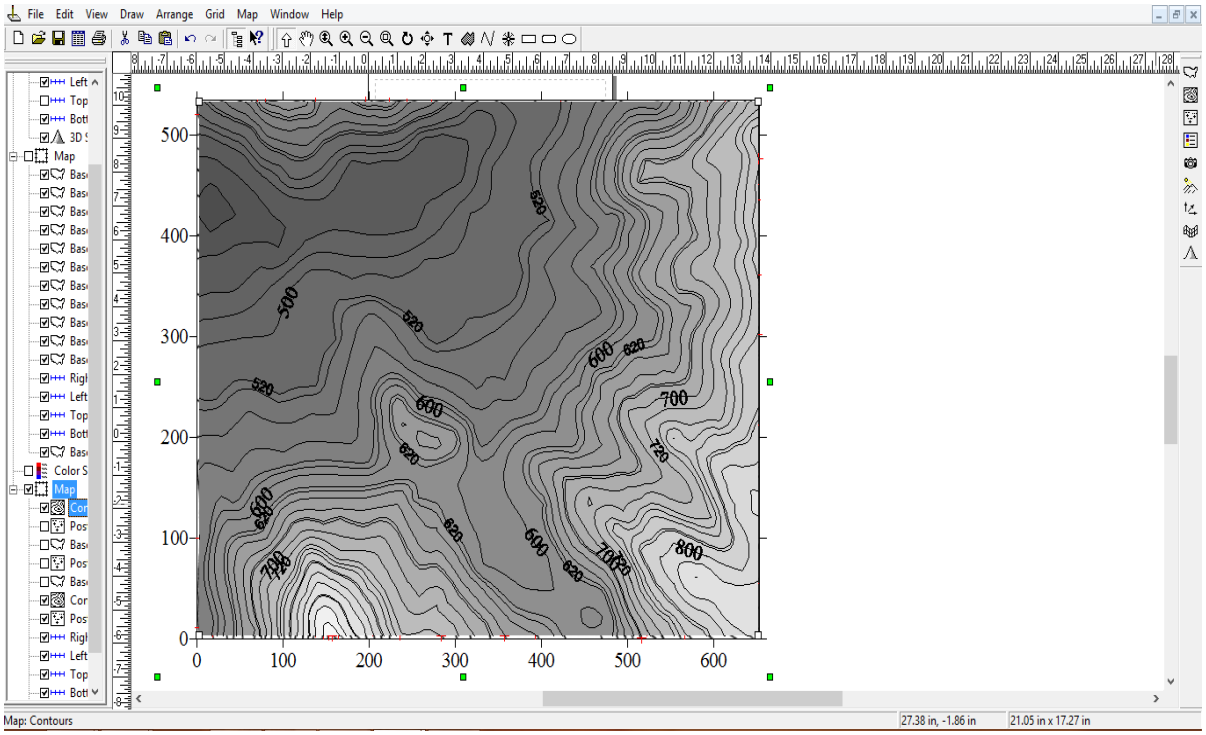


Рис. 6. Раскрашивание карты
согласно Международной стратиграфической шкале

Построение геологического разреза

Для начала создаем файл с координатами линии профиля, по которому будет рассчитан профильный разрез (рис. 7). Выделяем карту и включаем режим оцифровки Map→Digitize (рис. 8). Затем с помощью мыши выделяем скважины, по которым будет построен разрез: в правом верхнем углу и нижнем левом. Окно редактора сохраняем как файл (digit.bln) с расширением bln. Откроем этот файл с помощью команды File→Open.

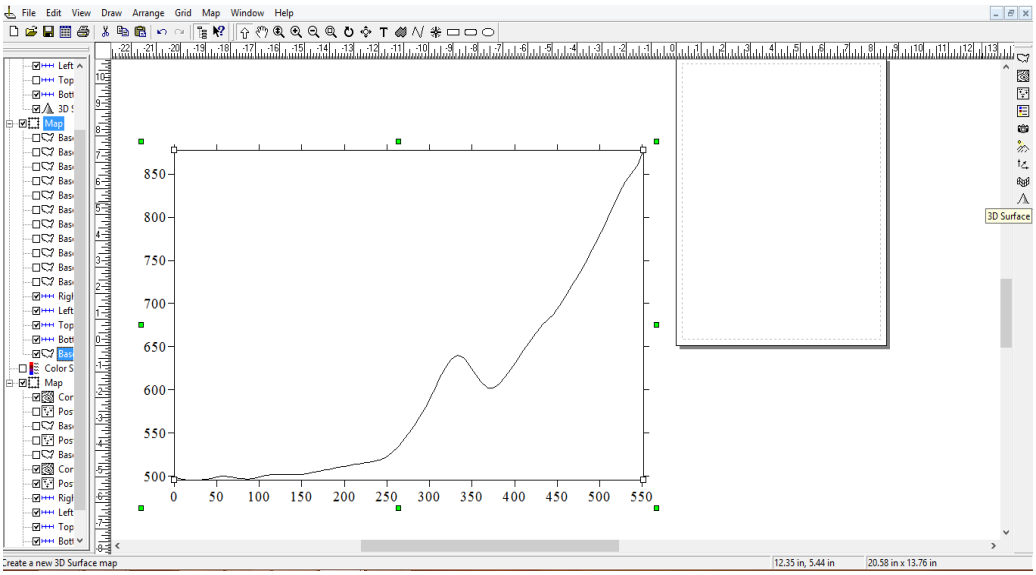


Рис. 7. Построение геологического разреза

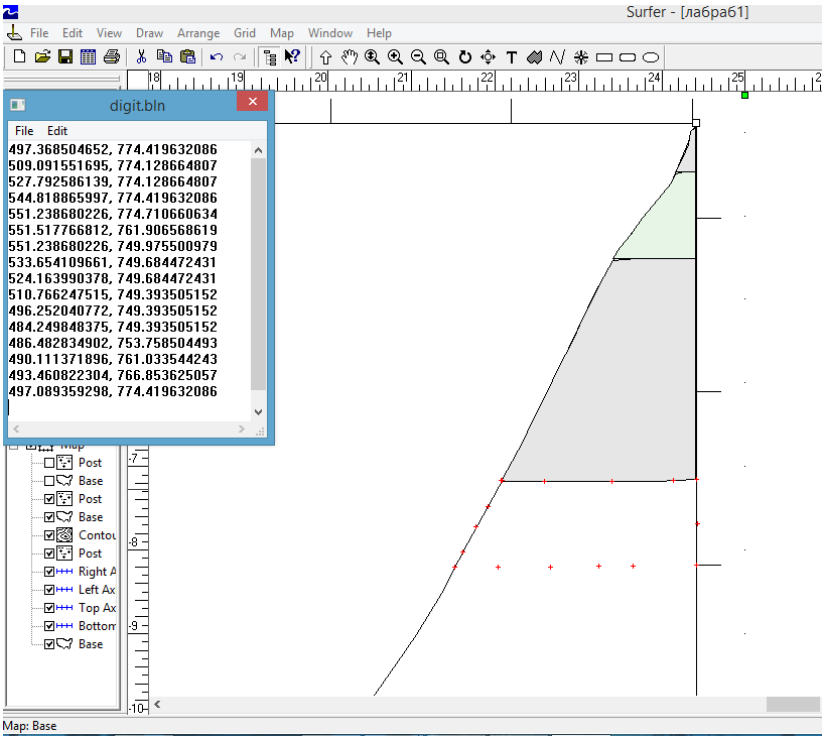


Рис. 8. Оцифровка геологического разреза

Сохраняем файл с расширением bln. и загружаем его через Map→BaseMap. После нажатия кнопки OK получаем разрез по кровле пласта.

Для того чтобы раскрасить разрез, применяем знакомый способ оцифровки (рис. 9). Но при этом необходимо, чтобы первая и последняя координаты точек совпадали, образуя замкнутую фигуру.

Для построения трехмерной поверхности необходимо нажать на иконку  и выбрать файл с расширением grd. (рис. 10).

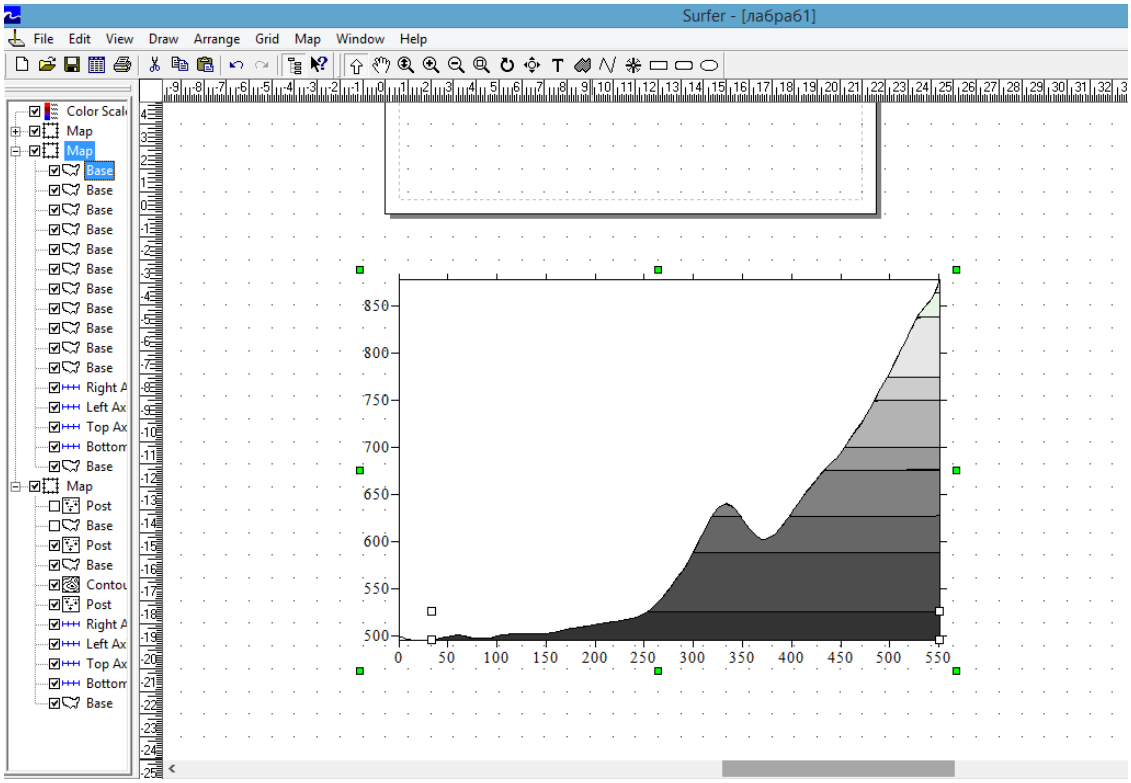


Рис. 9. Раскрашивание геологического разреза

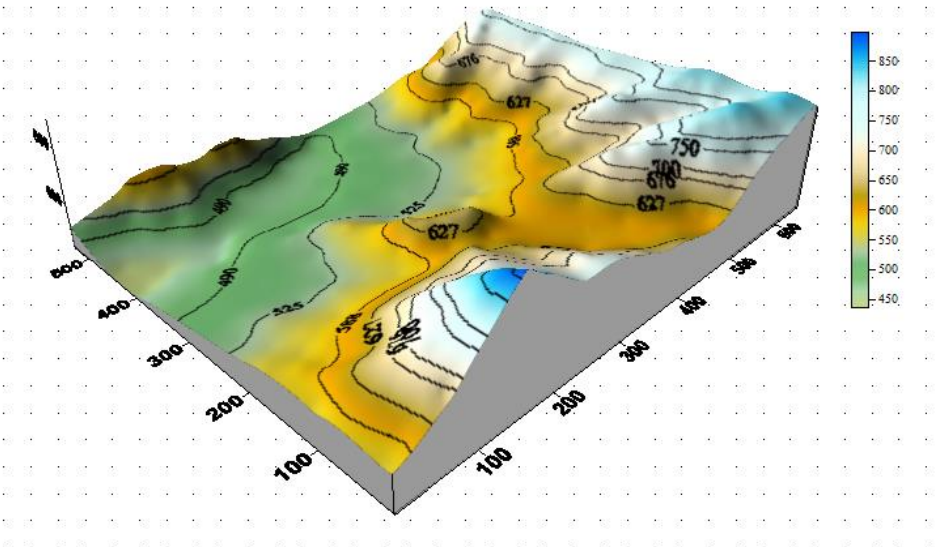


Рис. 10. Построение трехмерной поверхности

По результатам выполненной работы можно сделать вывод, что применение метода оцифровки геологических карт с помощью программного пакета Serfer является эффективным за счет улучшения качества и увеличения скорости выполнения работы.

Список литературы

1. Иванова И.А., Чеканцев В.А. Решение геологических задач с применением программного пакета Serfer. – Томск : Изд-во Томск. политех. ун-та, 2008. – 92 с.

2. Свиридов Л.И. Структурная геология. – Красноярск : ИПК СФУ, 2012. – 63 с.

УДК 550.8.053

АНАЛИЗ СИСТЕМ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Коротышева
Научный руководитель **А.А Козяев**
Сибирский федеральный университет

Сложное строение рифейского каверново-трещинного коллектора ЮТМ дает высокие неопределенности в геологических характеристиках. Изучению строения коллектора ЮТМ посвящено множество работ, что указывает на актуальность этой проблемы в нефтегазовой сфере [1]. В данной работе рассматривается вопрос о том, как характеристики систем естественной трещиноватости рифейского каверново-трещинного коллектора ЮТМ влияют на добычу УВ. Для рассмотрения этого вопроса был проведен анализ взаимосвязи характеристик системы трещин с результатами добычи по скважинам, а также разработана модель, объясняющая влияние характеристик системы трещин на добычу УВ.

Статистический анализ всех скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

В ходе анализа рассматривались 29 эксплуатационных горизонтальных скважин. Для них определялись параметры систем естественной трещиноватости путем статистического анализа исходной геолого-геофизической информации.

Определено, что для всех скважин выделяется два превалирующих направления простирания трещин: северо-западное (С-З) и северо-восточное (С-В). Средняя густота трещин для всех скважин равна 2 тр/м^3 (трещины субвертикальные), среднее значение угла падения трещин равно 75°.

Для каждой скважины проанализированы значения максимального дебита, коэффициента продуктивностии угла между основным пересечением горизонтального ствола скважины и основным направлением распространения трещин (рис.1).

Исходя из анализа, предполагалось, что угол пересечения горизонтального ствола скважины с системой трещин будет влиять на результаты добычи углеводородов (УВ). Для проверки этого построен график зависи-

© Коротышева А.В., 2017

мости дебита нефти и коэффициента продуктивности от угла пересечения горизонтального ствола скважины с системой трещин (рис. 2).

Проанализировав графики, делаем вывод, что угол пересечения горизонтального ствола скважины с системой трещин не влияет на результаты добычи УВ.

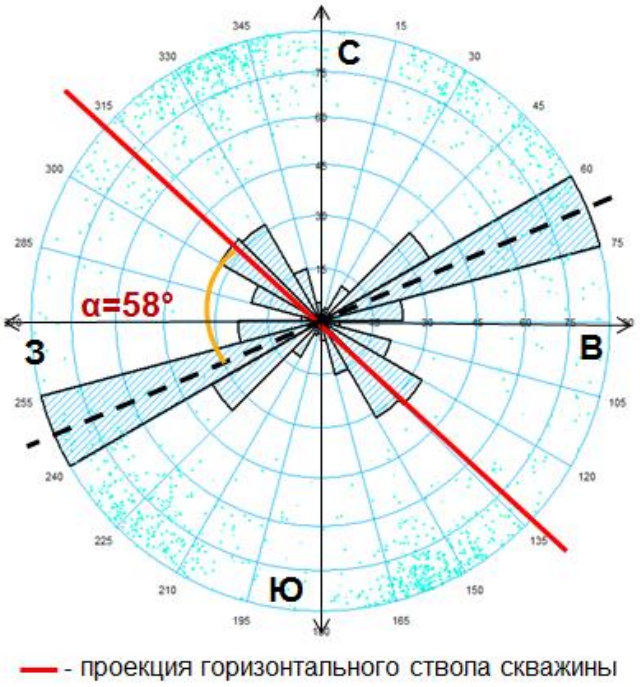


Рис. 1. Роза-диаграмма азимутов
простирания трещин для скважины 1

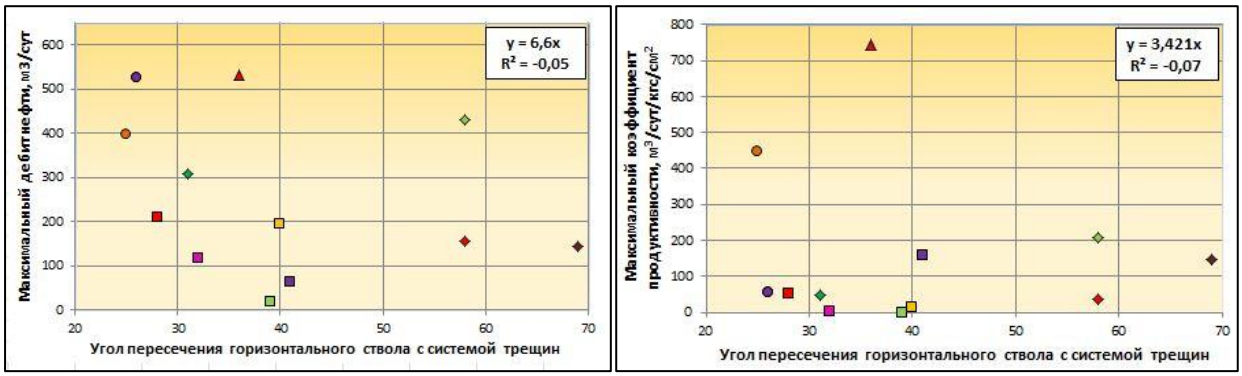


Рис. 2. График зависимости дебита нефти и коэффициента продуктивности
от угла пересечения горизонтального ствола скважины с системой трещин

Далее в рассмотрение был принят основной параметр трещин – густота. Густота трещин – количество трещин одного семейства на единицу длины по перпендикуляру к этому семейству трещин.

Предполагалось, что результаты добычи УВ зависят от средней густоты трещин (рис. 3).

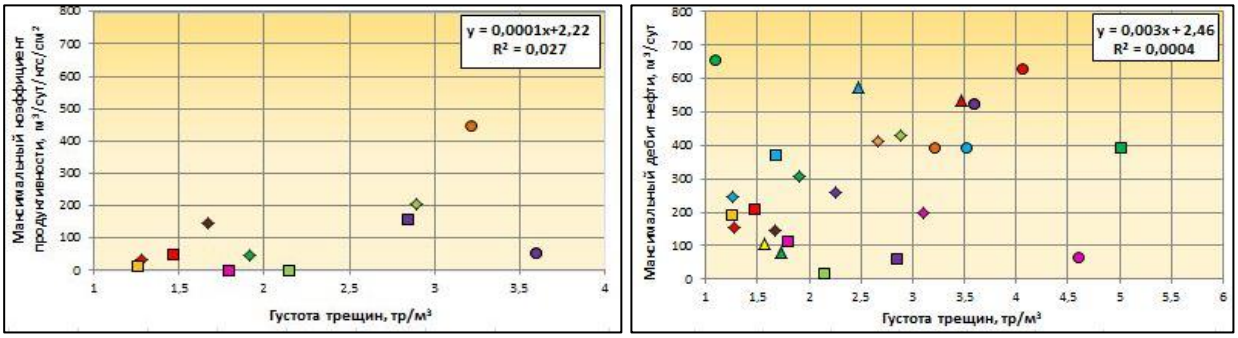


Рис. 3. Графики зависимости дебита нефти и коэффициента продуктивности от средней густоты трещин

Очевидно, что при таком рассмотрении зависимости между результатами добычи УВ и средней густотой трещин нет.

Статистический анализ скважин Юрубчено-Тохомского месторождения в зависимости от основного направления распространения сети трещин

В дальнейшем решено проанализировать зависимость продуктивных характеристик от пространственного простирания трещин.

Поскольку выборка скважин неоднородна, к анализу привлечены скважины, которые имеют трещины либо северо-восточного, либо северо-западного простирания. Для начала сравнивались значения коэффициента продуктивности в зависимости от пространственного положения трещин (рис. 4).

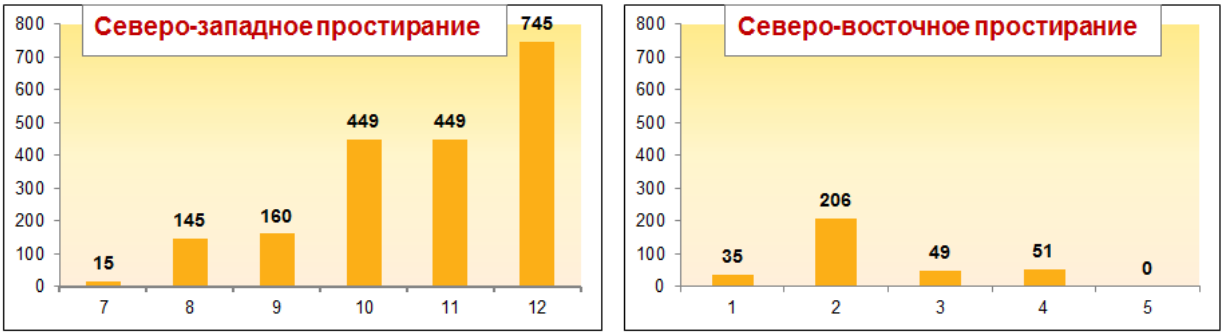


Рис. 4. Гистограмма коэффициента продуктивности северо-западного и северо-восточного направлений

Исходя из полученных гистограмм, очевидно, что скважины, вскрывшие трещины северо-западного простирания, наиболее продуктивны, чем скважины, вскрывшие трещины северо-восточного простирания, при сопоставимой густоте трещин.

После разделения трещин на системы проводился статистический анализ, аналогичный вышеприведённому. Если ранее зависимость коэффициента продуктивностиот густоты не выявлена, то после разделения трещин по пространственному признаку зависимость коэффициента продуктивности от густоты хорошо просматривается (рис. 5).

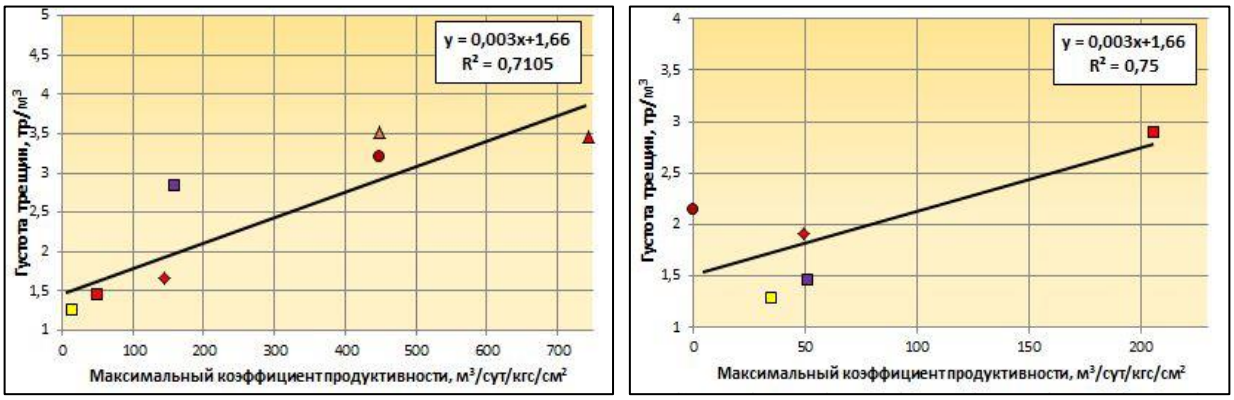


Рис. 5. График зависимости коэффициента продуктивности
от средней густоты трещин северо-восточного и северо-западного направлений

Выявленный факт можно объяснить лаконичной геологической моделью:

1. Проницаемость (продуктивность) трещинного коллектора линейно зависит от густоты и кубически зависит от апертуры:

$$K = \frac{1}{12} Ap^3 \cdot Int,$$

где K – проницаемость трещины, Д; Ap – раскрытость трещин (апертура), мкм; Int – густота трещин, тр/м^3 [1].

2. Скважины, вскрывшие трещины северо-западного простирания, наиболее продуктивны, чем скважины, вскрывшие трещины северо-восточногопростирания, при сопоставимой густоте трещин.

3. Изначальный статистический анализ не выявил линейной зависимости между коэффициентом продуктивности и густотой, предположительно это может быть связано с различиями в раскрытости трещин.

4. После разделения трещин по системам в зависимости от простирания для каждой из систем в отдельности наблюдается линейная зависи-

мость коэффициента продуктивности и густоты трещин, предположительно это связано с тем, что для каждой из систем трещин раскрытость примерно постоянна и они соотносятся как $Ap_{с\text{-}з} > Ap_{с\text{-}в}$;

5. Бóльшая величина раскрытости трещин северо-западного простирания может быть объяснена направлениями современного горизонтального стресса.

В ходе проделанной работы рассмотрено влияние характеристик систем естественной трещиноватости рифейского каверново-трещинного коллектора ЮТМ на добычу УВ. Благодаря статистическому анализу было установлено, что пространственные характеристики систем трещин оказывают влияние на добычу УВ. Скважины, вскрывшие трещины северо-западного простирания, продуктивнее скважин, вскрывших трещины северо-восточного простирания.

Высокую продуктивность скважин, вскрывших трещины северо-западного простирания, можно объяснить большей раскрытостью этих трещин. Большая раскрытость этих трещин, вероятнее всего, связана с направлением современных горизонтальных напряжений.

Учет того, что наиболее продуктивными являются скважины, вскрывшие трещины северо-западного простирания, наряду с другой геолого-геофизической информацией позволит оптимизировать процесс разработки месторождения.

Список литературы

1. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. – 2015. (15). – С. 20–27.

УДК 550.822.71/.73

МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕНДА И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ В ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

О.А. Никитин
Научные руководители: **Н.М. Дадакин**; **М.Т. Нухаев**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Территория Восточной Сибири в новом столетии прочно занимает нишу главного направления развития нефтяной отрасли России. При этом территория характеризуется слабой изученностью глубокого бурения, что предполагает рост объемов ГРР на лицензионных участках. Наиболее важным аспектом при бурении и испытании является продуктивность нового фонда скважин, по которой можно судить о добычных возможностях продуктивных горизонтов, перспективности региона в целом.

Встает вопрос о правильном испытании продуктивных горизонтов, от которого зависит достоверность информации о пласте, что особенно актуально для карбонатных коллекторов, при испытании которых необходимо применять методы интенсификации притока. На сегодняшний день на территорииВосточной Сибири основным методом интенсификации притока в процессе испытания скважин является соляно-кислотная обработка (СКО).

Целью работы является выявление и решение проблем при испытании скважин. Для этого проводится анализ испытаний разведочных и поисково-оценочных скважин, выявляются слабые места и недочеты при проведении испытаний, также учитывается положительный опыт проведения СКО. В работе приводятся результаты анализа лабораторных исследований керна для подбора оптимального кислотного состава, анализ более 20 объектов испытаний в поисковых и разведочных скважинах, пробуренных за последние два года. На основе практического опыта итеоретических знаний были сделаны выводы и рекомендации для дальнейшего проведения работ. Данные выводы имеют отношение к карбонатным коллекторам венда инижнего кембрия на исследуемой территории Восточной Сибири.

©Никитин О.А., 2017

Анализ проведения лабораторных исследований керна

На текущий момент был выполнен ряд лабораторных исследований образцов кернового материала, проведенных с целью изучения влияния кислотных растворов на карбонатные породы. Керн отбирался с разведочных и поисковых скважин в преображенском горизонте Катангской свиты верхнего венда.

На основе многочисленных лабораторных исследований (ООО «РН-Уфа НИПИнефть») был выбран наиболее оптимальный кислотный состав:

12 % HCl + 0,1 % ИКУ-118 + 1 % УК + 2 % нефтенол К_.

Для приготовления кислотных составов можно применять в качестве ПАВ такие реагенты, как ИВВ-1 марка «З» (2 %), нефтенол ВВД (1–2 %), синол КАм (0,1 %) и нефтенол К (2 %). Последний рекомендуется применять, в случае если контакт фильтрата бурового раствора с кислотной композицией не будет превышать 6–8 ч, так как при увеличении этого времени при взаимодействии с высокоминерализованной водой наблюдается выпадение осадка [1].

Анализ испытания скважин

На территории Иркутской области в 2016 г. был пробурен ряд поисковых и разведочных скважин. Было проанализировано более двадцати объектов испытаний. В докладе представлены наиболее показательные результаты.

Согласно рекомендациям ООО «РН-УфаНИПИнефть» интенсификация притока проводилась обработкой пласта кислотным раствором: 97 % HCl, 1 % уксусной кислоты, 2 % нефтенола К.

Скважина № 1. При попытке проведения трех первых СКО приемистость пласта отсутствовала. Со стандартным комплексом ГИС было невозможно определить качество перфорации. Было принято решение о проведении реперфорацииинтервала. После реперфорации были проведены две СКО, после чего был получен дебит газа $Q_г$ = 93,1 тыс.м^3/сут (штуцер 12 мм, шайба 14,1 мм) при ОНК 6 ч. После первого этапа мероприятий по очистке призабойной зоны (ОПЗ) ввиду большого скин-эффекта (+43,5) и низкого дебита было принято решение о проведении дополнительной кислотной обработки. Обработка проводилась горячим кислотным составом (35 °С) при малом времени реакции, и это позволило существенно увеличить дебит и снизить скин-фактор. Скин-фактор после проведения

горячей СКО составил +24, дебит $Q_{гкс}$ = 154,67 тыс. м^3/сут при депрессии на пласт ΔP = 81,4 кгс/см^2.

Скважина № 2. При отработке скважины через газосепаратор на тестовом режиме (штуцер d = 8 мм, шайба d = 11 мм) был получен приток $O_{кгн}$ = 13,9 м^3/сут, $Q_г$ = 74,597 тыс. м^3/сут. После чего провели СКО с ОНК 1 ч, в пласт было закачано 15,7 м^3 кислотного состава. По результатам проведения СКО с небольшим временем ОНК был фонтанный приток нефти со свободным газом дебитом до 257,9 м^3/сут (ΔP = 28,54 кгс/см^2). Скин-фактор составил 11,7.

Скважина № 3. После перфорации продуктивного горизонта были проведены две СКО с ОНК 6 и 12 ч, в объеме 1 и 20 м^3 соответственно. По результатам работы получен приток нефти и газа, дебит нефти составил $Q_н$ = 24,41 м^3/сут, дебит газа $Q_г$ = 17,5 тыс. м^3/сут. В связи с низкими показателями продуктивности была проведена дополнительная интенсификация притока. При СКО в пласт закачано 20 м^3 кислоты, ОНК составило 4 ч, температура закачки кислоты +35 °С. Продавка была проведена пачкой нефти в объеме V = 5,2 м^3. Дебит нефти после ОПЗ составил $Q_н$ = 219,8 м^3/сут, дебит газа сепарации $Q_г$ = 13,7 тыс. м^3/сут. Скин-фактор +3,38.

По результатам проведенного анализа были выявлены зависимости эффективности СКО от следующих факторов: времени ОНК, агента продавки, температуры и скорости закачки кислотного состава; также были предложены методы по решению проблемы с определением качества перфорации.

Время ОНК

На основе анализа более 20 объектов испытания было выявлено, что в скважинах, где этот показатель превышал 8–12 ч, были получены более низкие показатели продуктивности и более высокие значения скин-фактора, чем в скважинах с ОНК менее 4–8 ч. Проведенный анализ позволяет говорить о том, что время ОНК, которое характеризует скорость реакции кислоты с породой, – важный параметр при проведении соляно-кислотных обработок, и оно не должно превышать 4–6 ч. В пользу уменьшения времени ОНК говорит следующее:

1. При длительном времени ОНК происходит растворение цемента породы, что способствует процессу суффозии.

2. Повсеместно применяемый при испытании скважин ПАВ нефтенол К (2 %) при контакте фильтрата бурового раствора с кислотной композицией свыше 6–8 ч вызывает выпадение осадка.

3. Чем больше время ОНК, тем дольше «простаивает» скважина.

Однако при этом следует понимать, что чрезмерное увеличение скорости реакции приведет к слишком быстрому растворению породы, что

отрицательно скажется на дальности проникновения кислоты в пласт. Оптимальное время ОНК – 2–6 ч в зависимости от свойств коллектора. Данные выводы применимы к карбонатным коллекторамнижнего кембрия и венда на территории Восточной Сибири.

Температура кислотного состава

Для того чтобы увеличить скорость взаимодействия кислотного состава с породой, можно увеличить температуру закачиваемой кислоты. Во время мероприятий по ОПЗ температура окружающей среды на поверхности зачастую была очень низкой, так как испытания проводились в зимний период. Повышение температуры кислотного состава даже на забое скважины позволило увеличить скорость состава взаимодействия с породой, что дало положительный эффект при СКО. Подогревание кислотного состава было применено в качестве эксперимента на двух объектах испытания. Температуру закачиваемого состава повысили до 35 °С, и это позволило увеличить дебит скважины в первом случае с $Q_г$ = 93,1 тыс. м^3/сут до $Q_{гкс}$ = 154,67 тыс. м^3/сут, во втором – с $Q_н$ = 24,41 м^3/сут до $Q_н$ = 219,8 м^3/сут.

Использование нефти в качестве агента продавки

Использование в качестве агента продавкинефть вместо воды позволяет сохранить свойства кислотного состава, так как вода реагирует с кислотой во время продвижения в пласт, тем самым снижая её концентрацию. Нефть же благодаря добавлению ПАВ нефтенола-К не создаёт эмульсий и менее подвержена реакции с кислотным составом. Кроме этого, вода негативно влияет на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов. На одном из объектов испытания была применена данная технология. Пачкой нефти объемом V = 5,2 м^3 было продавлено V = 20 м^3 кислотного состава и это наряду с повышением температуры закачки позволило увеличить дебит с $Q_н$ = 24,41 м^3/сут до $Q_н$ = 219,8 м^3/сут.

Контроль за скоростью закачки кислоты в пласт

При малой скорости закачки кислоты в пласт (ниже давления гидроразрыва породы) кислота будет иметь меньшую дальность проникновения в призабойной зоне. Кислота будет реагировать с породой в пределах матрицы породы и естественных трещин. Малая скорость рекомендуется при снятии скина или неглубокого повреждения пласта и вблизи зоны с высокой водонасыщенностью.

Высокая скорость закачки в пласт обусловлена высокой скоростью реакции в карбонатах. Более высокая скорость закачки необходима для глубокого проникновения непрореагировавшей кислоты. Так как высокая скорость закачки обычно связана с высокими давлениями, при такой обработке пласт, вероятно, будет порван, учитывая, что на ранних стадиях изученности достаточно сложно определить точное давление разрыва пласта. Высокую скорость закачки можно использовать для обработки нескольких зон, когда некоторые зоны поглощают жидкость при разных давлениях. Используя высокую скорость закачки, можно достичь более полного охвата (методика ограниченного проникновения).

В рамках испытания новых скважин наиболее важным аспектом является получение максимально достоверной информации о пласте, и главную роль здесь играет очистка призабойной зоны для уменьшения скин-фактора. Кроме того, высокая скорость закачки может вызвать возникновение трещин авто-ГРП, так как для получения высокой скорости требуется создание высокого давления. Поэтому для этапа испытаний рекомендуется низкая скорость закачки кислотного состава в пласт.

Контроль за перфорацией скважин

При испытании скважин прежде проведения мероприятий по интенсификации притока, необходимо удостовериться в качестве вторичного вскрытия пласта посредством прострелочно-взрывных работ. Непосредственно во время проведения испытаний неоднократно возникали проблемы с определением качества перфорации. Стандартный минимальный комплекс методов: ГК, МЛМ, ТМ – служит для определения границ перфорации, но не качества прострела. Для более полного решения задачи рекомендуется применение методов дефектоскопии, направленных на определение толщины стенки трубы. Таким образом, будут получены сведения о наличии и качестве воздействия перфорационных зарядов на э/колонну, после чего можно приступать к дальнейшим запланированным мероприятиям.

Применение распределенных оптоволоконных датчиков температуры (РОТД)

Как при испытании, так и при последующей эксплуатации скважин существует острая необходимость контроля над происходящими процессами. Для повышения эффективности мониторинга происходящих в скважине процессов можно использовать технологию оптоволоконной термометрии. Эта технология позволяет качественно выделять продуктивные

интервалы, определять фазовый состав флюида, а также осуществлять контроль над проведением СКО в скважине.

Принцип работы этих систем основан на измерении и последующем анализе спектра обратного рассеивания светового импульса. Импульс света, излучаемый лазером, проходит по всей длине оптического кабеля, рассеиваясь и отражаясь. При рассеянии света на молекулярных колебаниях в волокне (оптических фононах) происходит смещение в область более длинных волн, так называемое «рамановское» рассеяние. Анализ его стоксовой и антистоксовой частей в оптическом детекторе позволяет с высокой точностью определять температуру в любой точке оптического волокна. При использовании РОТД появляется возможность получать информацию о распределении температуры по всей длине кабеля с интервалом 1 м в режиме реального времени, при этом не требуется точное позиционирование по глубине скважин.

Использование системы РОТД позволит решать следующие задачи:

1. Определение продуктивных интервалов. Продуктивные интервалы в испытываемых скважинах могут быть выделены на основе анализа изменения температуры относительно геотермы. В интервалах притока флюида из продуктивных пластов вследствие дроссельного эффекта на температурной кривой наблюдаются излом (обычно нижние интервалы притока) и отклонение от геотермы за счет калориметрического смешивания флюидов, движущих по стволу скважины и поступающих из пласта (верхние перфорированные интервалы). Поэтому замер распределенного температурного сигнала позволяет не только выделять зоны притоков в начальной стадии, но и постоянно отслеживать изменения, происходящие в процессе разработки (вовлечение в эксплуатацию новых продуктивных пластов).

2. Определение фазового состава. Из-за большой разницы между теплоемкостью фаз (нефти и воды или нефти и газа) изменение содержания фаз влияет на температуру в скважине. Наблюдение за динамикой распределенной по стволу скважины температуры позволяет установить начало изменения фазового состава продукции скважины в конкретном интервале и количественно оценить фазовый состав по стволу скважин [2].

3. Контроль за проведением СКО при ОПЗ. Продуктивные пласты исследуемого региона по большей части представлены доломитом. Реакция соляной кислоты с доломитом экзотермическая, т.е. происходит с выделением теплоты. Чем больше кислоты прореагировало с породой, темин-тенсивнее будет выделяться теплота. С помощью РОТД можно будет проследить наиболее интенсивно прореагировавшие интервалы, что позволит усилить контроль за проведением СКО.

Стоит отметить, что технология РОТД также окажется крайне полезной при последующемпереводе поисковой или разведочной скважины в добывающий фонд, так как позволяет решать большое число задач диа-

гностики пластовых систем и скважин, а также существенно улучшать показатели разработки на основе оперативного анализа данных температурного мониторинга и соответствующего управления процессом разработки.

Выводы и рекомендации

Исследуемая территория работ характеризуется низкой степенью изученности. На данном этапе изученности очень важно учитывать имеющийся опыт для дальнейшего повышения эффективности работ. В данной работе выявлены проблемы и недочеты при текущих испытаниях скважин, представлены их решения. По итогам проведенных исследований можно дать следующие рекомендации:

1. Время ОНК не должно превышать 4–6 ч.
2. Использование подогретых кислотных составов. Для получения эффекта температура закачиваемого состава должна составлять около 35°С.
3. Использование нефти в качестве агента продавки. Для продавки 20 $м^3$ кислотного состава понадобилось около 5 $м^3$ нефти.
4. Контроль скорости закачки реагента в пласт. Для испытания скважин рекомендуется низкая скорость закачки.
5. Включение дефектоскопии в стандартный комплекс ГИС.
6. Использование технологии РОТД.

Список литературы

1. Разработка дизайна кислотной обработки скважин преображенского горизонта Могдинского лицензионного участка / ООО «РН-Уфа НИПИнефть». – Уфа, 2011.
2. Новые возможности мониторинга разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2006.

УДК 552.08

АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ФЕС И ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОТ СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

О.А. Петрусь
Научный руководитель **Е.В. Харитонов**
Сибирский федеральный университет

Основные запасы нефти и газа разрабатывающихся месторождений находятся в терригенных коллекторах. На них приходится доля 58 % мировых запасов нефти и 77 % газа [1]. Значительная часть терригенных отложений характеризуется сложным полиминеральным составом, повышенным содержанием карбонатного цемента и глинистого материала, которые непосредственно сказываются на ухудшении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

Целью работы является определение зависимости ФЕС и физических свойств от структурно-вещественных параметров пород, в том числе от содержания и типа глинистых минералов.

Для изучения влияния минералогического и гранулометрического состава на ФЕС пород-коллекторов была подобрана коллекция керна из интервалов меловых отложений яковлевской (224 образца) и нижнехетской (307 образцов) свит одного из месторождений Восточной Сибири. Эти свиты являются наиболее изученными как по количеству исследуемых образцов, так и по комплексу петрофизических исследований. Изучение гранулометрического и минералогического составов исследуемых свит проводилось по полному описанию петрографических шлифов и данным рентгено-фазового анализа (РФА). В результате петрографических исследований были определены пористость $К_п$, проницаемость $К_{пр}$, объемная и минералогическая плотности.

По гранулометрическому составу в породах яковлевской и нижнехетской свит преобладает алевритовая и песчаная фракции, реже глинистая. В яковлевской свите по минералогическому составу породы полевошпатово-кварцевые. Содержание *кварца 42,1 %, ПШ – 40,3%, плагиоклазов 1–2,5 %, обломков пород – 11,2 %.* Цемент хлорит(8,9 %)-гидрослюдисто(10,6 %)-каолинитового(49,9 %) состава. В нижнехетской свите по минералогическому составу порода полевошпатово-кварцевая. Содержание *кварца – 42,5 %, ПШ – 39,3 %, обломков пород – 11,6 %.*

© Петрусь О.А., 2017

Цемент глинисто-гидрослюдистый (10–20 %), карбонатный (1–20 %), хлоритовый (1–2 %). Среди глинистых минералов преобладают: *каолинит – 51,7 %, хлорит – 31,5 %, гидрослюда – 26,9 %.*

Распределение в поровом пространстве флюидов, а также характер их фильтрации во многом зависят от петрофизических свойств пород. Одни параметры способствуют улучшению коллекторских свойств, другие – их ухудшению.

Одним из факторов, определяющих пористость и проницаемость терригенных коллекторов, является размерность зерен породообразующих минералов и их сортировка. Теоретически размер зерен не должен влиять на пористость [2]. На пористость пород большее влияние оказывает сортировка обломочных частиц. Следовательно, между распределением зерен по размеру и пористостью не существует прямой связи, что подтверждается сопоставлением, приведенным на рис. 1, *а*, *б*. Принято считать, что на коэффициент проницаемости обломочных пород влияют сразу несколько факторов: гранулометрический состав пород, сортировка, форма зерен и упаковка [3]. Из приведенных построений по яковлевской и нижнехетской (рис. 1, *в*, *г*) свитам можем наблюдать сравнительно прямую связь между проницаемостью и гранулометрическим составом.

С увеличением медианного диаметра зерен увеличивается объем пустот коллектора, следовательно, повышается вероятность вторичных изменений в порах. Эпигенетический каолинит образуется двумя путями: синтетическим из растворов и метасоматически из различных глинистых минералов [4].

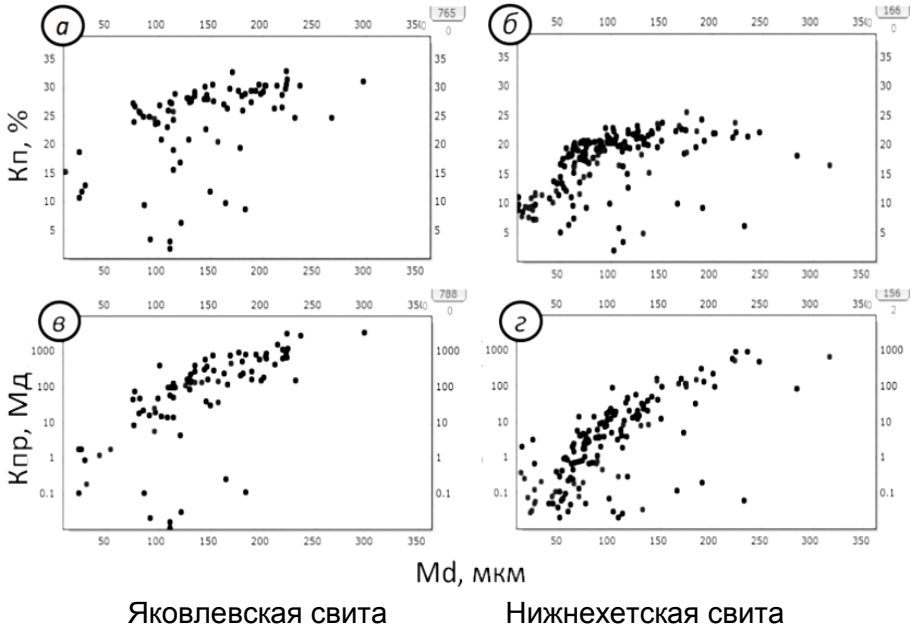


Рис. 1. Зависимости пористости и проницаемости от медианного диаметра зерен в породах яковлевской и нижнехетской свит

Из приведенных на рис. 2 графиков видно, что в яковлевской свите зависимость размера зерен от содержания каолинита прямая, тесная. С уменьшением медианного диаметра количество хлорита и гидрослюды в цементе коллекторов увеличивается. Это связано с понижением порового пространства, следовательно, и проницаемости. В нижнехетской свите наблюдается увеличение содержания хлорита с увеличением диаметра, это может быть связано с процессом хлоритизации, за счет которого образовались частицы аутигенного хлорита.

На коллекторские свойства также непосредственное влияние оказывает состав и содержание цементирующего материала. Проявляется общая закономерность в зависимости пористости и проницаемости от содержания каолинита и гидрослюды в породах яковлевской свиты. По сравнению с каолинитом гидрослюды имеют пластичную форму и более высокую дисперсность частиц (0,2–0,4 мкм), что способствуют формированию низкопроницаемого типа цемента и приводит к снижению проницаемости, при наличии каолинита наблюдаем соответственно обратную зависимость (рис. 3, *а*, *в*).

Следует отметить отсутствие данной зависимости в породах нижнехетской свиты, при увеличении содержания каолинита пористость практически не меняется и не превышает 25 % (рис. 3, *б*). Проницаемость пород также не описывается никакой зависимостью (рис. 3, *г*).

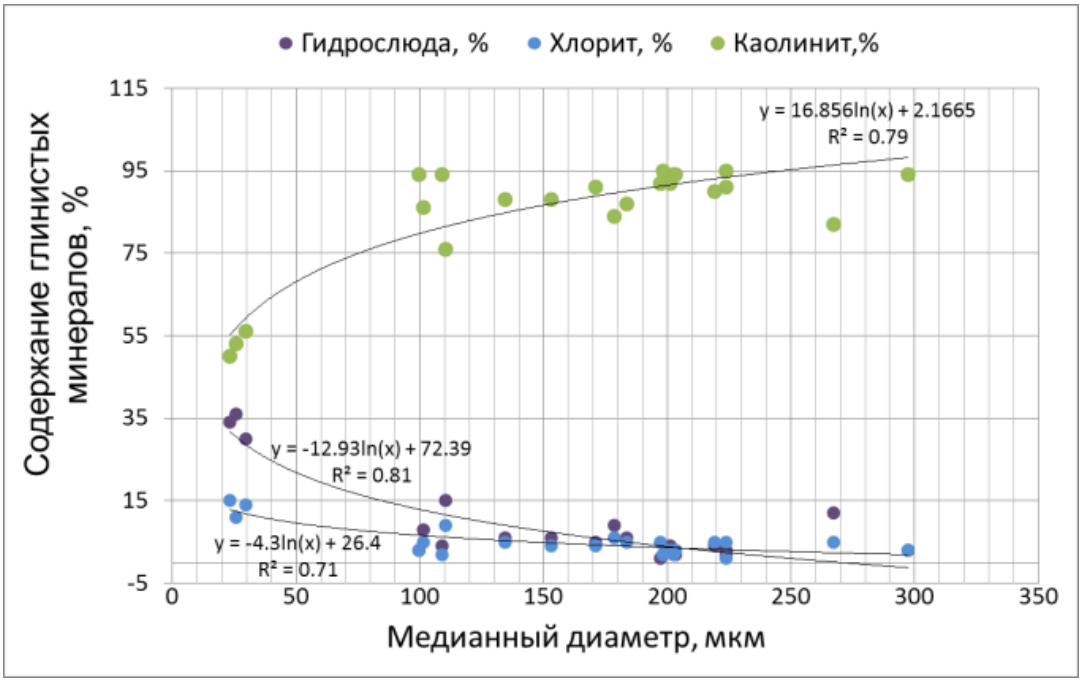


Рис. 2. Зависимость медианного диаметра
от содержания глинистых минералов
в породах яковлевской свиты

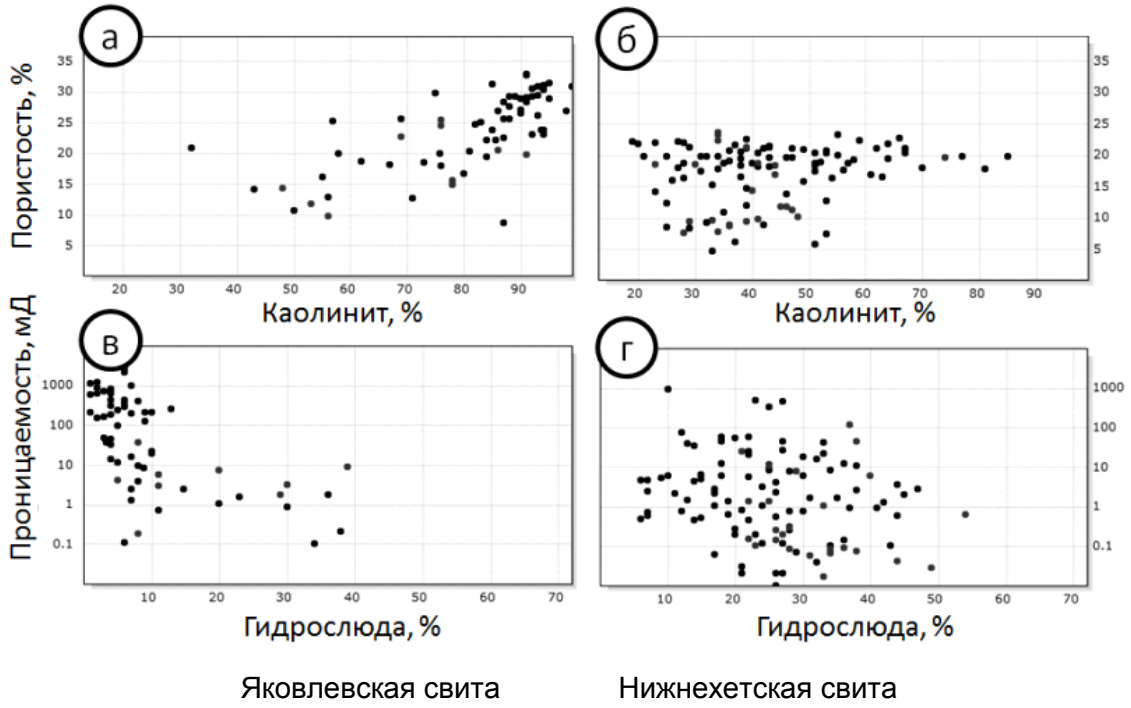


Рис. 3. Зависимость пористости и проницаемости
от содержания каолинита и гидрослюды
в породах яковлевской и нижнехетской свит

В отношении влияния хлорита на показания ФЕС наблюдаем ухудшение пористости и проницаемости в породах яковлевской свиты. Образуясь в виде пленок и крустификационных оторочек на песчано-алевритовых зернах пород, хлорит сужает сечение поровых каналов и резко снижает их проницаемость для флюидов. В породах нижнехетской свиты опять же отсутствует зависимость пористости и проницаемости от содержания хлорита.

Плотность осадочных пород в естественном залегании зависит не только от свойств самой породы, но и от плотности насыщающих флюидов и их соотношения. В исследуемых образцах изменение минералогической плотности глинистых пород происходит, вероятно, за счет выжимания связанной межслоевой воды. В исследуемых образцах средняя минералогическая плотность пород не зависит от содержания глинистых минералов и колеблется в пределах 2,6–2,7 г/см^3. Объемная плотность малопористых пород в основном зависит от их минерального состава. В яковлевской свите присутствуют толщи углисто-глинистых пород, которые обладают весьма низкими значениями объемной плотности, среднее значение по свите составило 2,25 г/см^3. Значения по нижнехетской свите немного выше – 2,4 г/см^3. Объемная плотность пород понижается при наличии каолинита и увеличивается от содержания гидрослюды и хлорита в породах

яковлевской свиты (рис. 4). В нижнехетской свите на объемную плотность оказывает влияние только содержание гидрослюды, при увеличении ее содержания повышается и плотность пород.

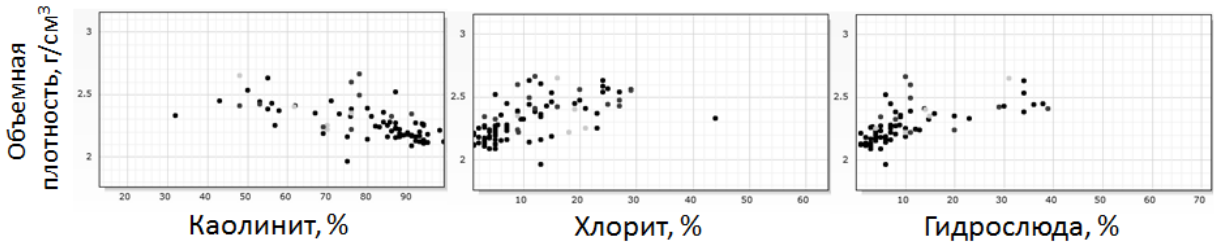


Рис. 4. Зависимость объемной плотности
от содержания глинистых минералов в породах яковлевской свиты

Выводы

1. Для отложений яковлевской свиты на изученном месторождении увеличение содержания гидрослюды и хлорита в цементе меловых отложений приводит к снижению пористости и проницаемости, каолинита – к улучшению коллекторских свойств. Следует учитывать отсутствие данных зависимостей в породах нижнехетской свиты для повышения точности определения ФЕС коллекторов.

2. Существует непрямая положительная связь через удельную поверхность породы между открытой пористостью и медианным диаметром зерен. Чем больше размер зерен в породах коллектора, тем меньше удельная поверхность пород и выше коэффициент пористости.

3. Тесная положительная связь наблюдается между проницаемостью и медианным размером зерен. Близкая связь прослеживается в интервале проницаемости 1–16 мД и практически отсутствует для проницаемости ниже 1 мД.

4. На объемную плотность малопористых пород в основном оказывает влияние содержание глинистых минералов. Значения объемной плотности уменьшаются при наличии каолинита и увеличиваются от содержания гидрослюды и хлорита.

Таким образом, можно сказать о том, что содержание в породе глинистого материала является одним из основных факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором. Следует учитывать все многообразие процессов и факторов при выделении и количественной оценке фильтрационно-емкостных свойств сложных полиминеральных глинистых коллекторов.

Список литературы

1. Газовые и газоконденсатные месторождения : справочник / В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев [и др.]. – М. : Недра, 1983. – 375 с.

2. Котельников Д.Д., Конюхов А.И. Глинистые минералы осадочных пород. – М. : Недра, 1986. – 247 с.

3. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л. : Недра, 1989. – 260 с.

4. Поднебесных А.В., Овчинников В.П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Вестник Томского государственного университета. – 2015. (№ 400). – С. 393–403.

УДК 678.745.842

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА МОДИФИКАЦИИ ПОЛИАКРИЛАМИДА

Д.А. Мельников
Научные руководители: **Е.И. Лесик**, канд. хим. наук;
А.Л. Неверов, канд. техн. наук.
Сибирский федеральный университет

Полиакриламид и его сополимеры являются одними из наиболее широко используемых и технически важных синтетических водорастворимых полимеров. Например, частично гидролизованный полиакриламид (ЧГПАА) с различными степенями гидролиза применяется в качестве добавок к буровому раствору для стабилизации глинистых пород, заводняющего агента в процессе извлечения нефти, агента, модифицирующего реологические свойства буровых растворов.

Молекулы частично гидролизованного полиакриламида содержат полярные амидные группы и ионизируемые карбоксильные группы, которые придают полимеру растворимость в воде. Карбоксильные группы диссоциируют и создают отрицательно заряженные макроионы и положительно заряженные противоионы, что обуславливает наличие свойства электропроводимости в водном растворе. По сравнению с нейтральными полимерами полиэлектролиты имеют некоторые преимущества. Вязкость раствора полиэлектролита выше, чем у нейтральных полимеров той же концентрации. Таким образом, полиэлектролиты обладают лучшими реологическими свойствами при использовании их в качестве агента, повышающего вязкость раствора.

В данной работе ЧГПАА с различной степенью гидролиза были получены путем химической модификации полиакриламида AN905 Flopan™ (молекулярная масса 1,5 млн у.е., базовая степень гидролиза 5,3 %), реакцией гидролиза с гидроксидом натрия.

Гидролиз полиакриламида проводился аналогично методике, изложенной в [1]: 1 % исходного раствора полиакриламида вводили в круглодонную трехгорлую колбу при постоянном перемешивании (n = 200 об/мин), затем колбу помещали в водяную баню. При достижении заданной температуры в реакционный сосуд вводили 2,5 см^3 гидроксида натрия заданной концентрации, принимали этот момент за начало реакции. Реакция гидролиза протекает при температуре 35 °С в течение 2 ч. Через каждые 15 мин из реакционной смеси отбирали аликвоту 2 мл для определения содержания

© Мельников Д.А., 2017

карбоксильных групп в полимере. Содержание карбоксильных групп в полимере определяли потенциометрическим методом [1].

На рис. 1 представлены результаты влияния времени гидролиза на содержание карбоксильных групп в полимере. Из данного графика видно, что скорость реакции достаточно высока на начальном этапе и быстро уменьшается с увеличением конверсии.

Замедление скорости гидролиза полиакриламида объясняется структурой полимера. Известно [4, 5], что в отличие от низкомолекулярных продуктов при химической модификации полимеров направление и механизм реакции определяются не только законами химической термодинамики, но и особенностями строения полимеров, а именно конфигурационных и конформационных эффектов, электростатических взаимодействий, взаимного влияния функциональных групп на их реакционную способность, сегментальной подвижности и характера надмолекулярных структур. В щелочной среде накопление отрицательных зарядов на полимерных цепях оказывает электростатический отталкивающий эффект в отношении гидроксильного иона, как следствие, вызывая снижение скорости реакции.

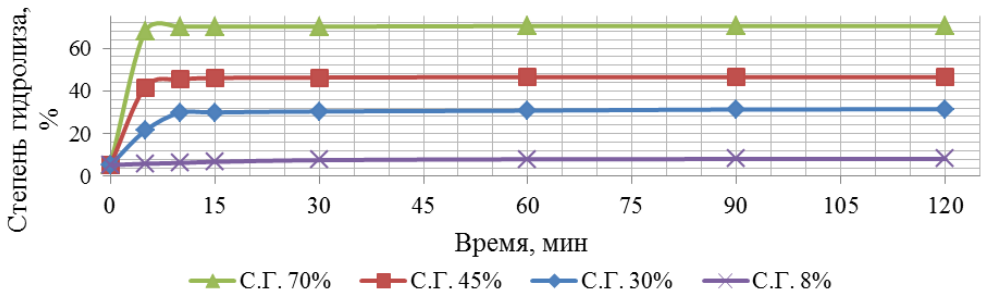


Рис. 1. Кинетика реакции гидролиза полиакриламида

Было установлено, что щелочь, вносимая в процессе гидролиза, расходуется неполностью. Опираясь на статистические данные, полученные в ходе проведения серии экспериментов, было установлено, что нерасходуемая часть щелочи составляет 5,22 %. В связи с этим возникает необходимость введения поправочного коэффициента для расчета более точного значения концентрации щелочи, необходимой для гидролиза.

Для получения ЧГПАА с заданной степенью гидролиза была предложена схема расчета необходимой концентрации гидроксида натрия при постоянном его объеме, равном 2,5 см^3, по формуле

$$C = \frac{0{,}0141(\text{С.Г.} - \text{Б.С.Г.}) \cdot 1{,}0522(1 - \text{Б.С.Г.})}{0{,}0025}, \qquad (1)$$

где C – концентрация NaOH, необходимая для получения полиакриламида с заданной степенью гидролиза, моль/л; С.Г. – необходимая степень гид-

ролиза, доли ед.; Б.С.Г – базовая степень гидролиза исходного полимера, доли ед.; 0,0141 – количество вещества полиакриламида в навеске 1 г, моль; 1,0522 – поправочный коэффициент; 0,0025 – объем NaOH, л.

На рис. 2 представлены данные теоретических расчетов с использованием уравнения (1) и экспериментальные данные. В результате эксперимента было установлено, что в данных условиях максимальная степень гидролиза ЧГПАА достигает 71 % ($T_{\text{гидролиза}}$ = 35 °С, $t_{\text{гидролиза}}$ = 2 ч).

С целью подтверждения структуры и количественной оценки содержания карбоксильных групп сополимера был использован метод инфракрасной спектроскопии с помощью инфракрасного спектрофотометра Nicolet 380 (Thermo Scientific, США) с преобразованием Фурье. Полученные результаты приведены на рис. 3.

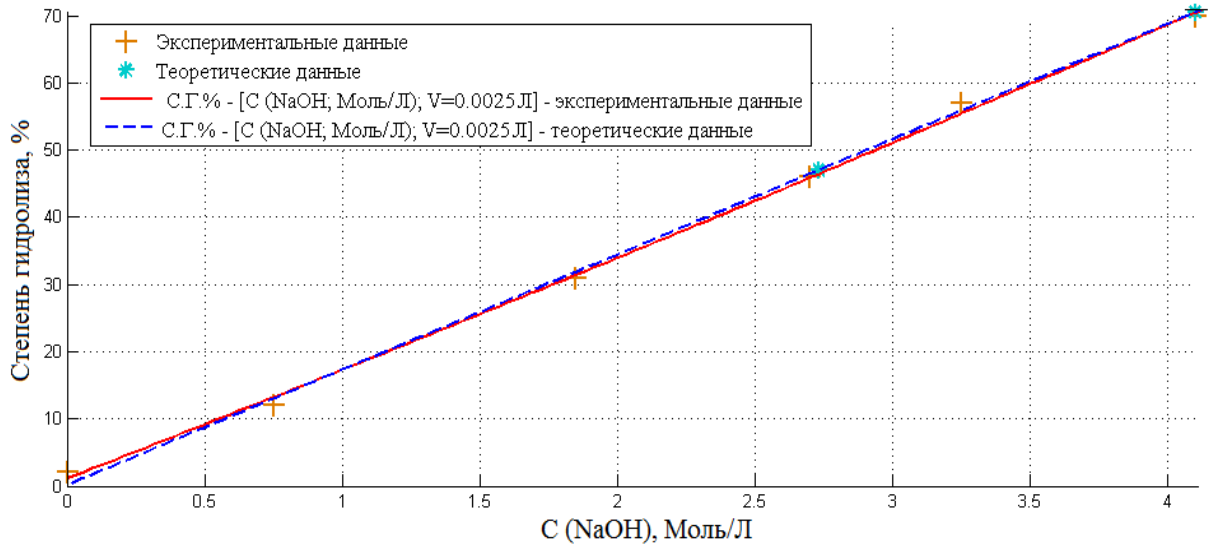


Рис. 2. Зависимость степени гидролиза полиакриламида от концентрации гидроксида натрия постоянного объема, R = 0,985

Спектры сополимеров подтверждают существование карбоксильной и амидной функциональных групп, что подтверждается пиками поглощения при 1 400, 1 560, 1 615 и 1 660 $см^{-1}$ соответственно [3]. Из области поглощения 1300–1800 $см^{-1}$ видно, что полоса, расположенная на 1 670 $см^{-1}$ (амидная группа), исчезает, тогда как полоса около 1 450 $см^{-1}$ (кислотная группа) становится более широкой по мере того, как образцы становятся более гидролизованными, и полученные данные полностью подтверждают предположения об изменении структурно-группового строения полимера в процессе гидролиза.

Количественный анализ методом ИК-спектроскопии позволил оценить содержание карбоксильных групп в модифицированных образцах ЧГПАА, полученных по предложенной схеме. Стандартное отклонение S = 0,0009, доверительный интервал: $C_{\text{-COO-}}$ = ± 7 %.

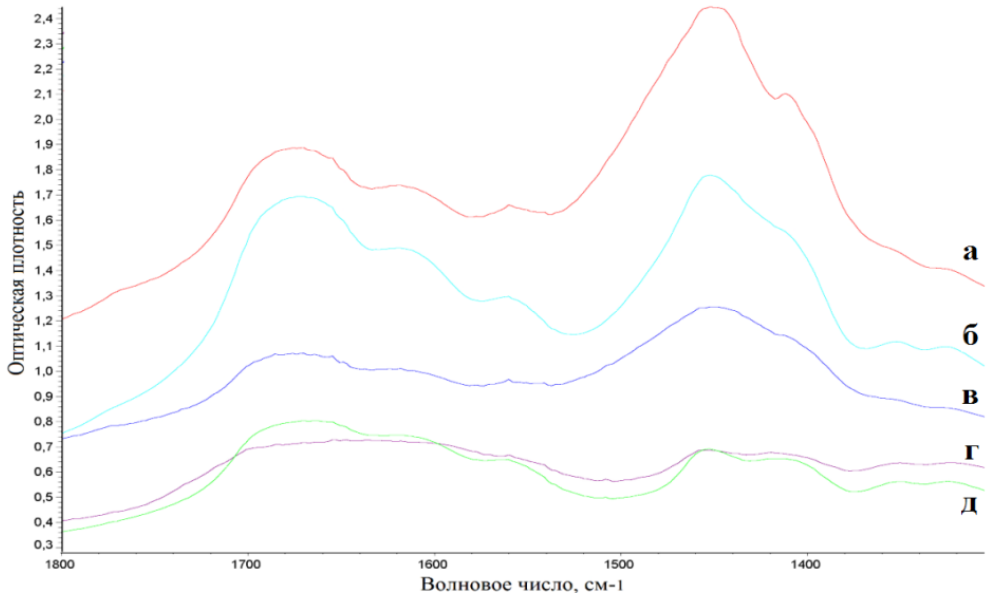


Рис. 3. Инфракрасные спектры ЧГПАА с различной степенью гидролиза: *а* – С.Г. 70 %; *б* – С.Г. 55 %; *в* – С.Г. 35 %; *г* – С.Г. 5 %; *д* – С.Г. 25 %

Растворы полимеров относятся к неньютоновским жидкостям, течение которых описывается моделью Бингама. Особенностью их свойств является способность иметь высокую вязкость при малых скоростях сдвига и низкую при высоких. Частично гидролизованные молекулы полиакриламида содержат полярные карбоксильные группы и в водном растворе ведут себя как полиэлектролит [2]. Карбоксильные группы несут отрицательный заряд, а раствор полимера превращается в анионный полиэлектролит. Из-за сил отталкивания между ионизированными карбоксильными группами молекула полимера раскручивается и приобретает более линейный вид. Следовательно, эффективный размер, как и объем молекул полимера, увеличивается, что приводит к большему гидродинамическому взаимодействию между полимерными цепями и молекулами воды. Этим обусловлено увеличение динамической вязкости раствора ЧГПАА.

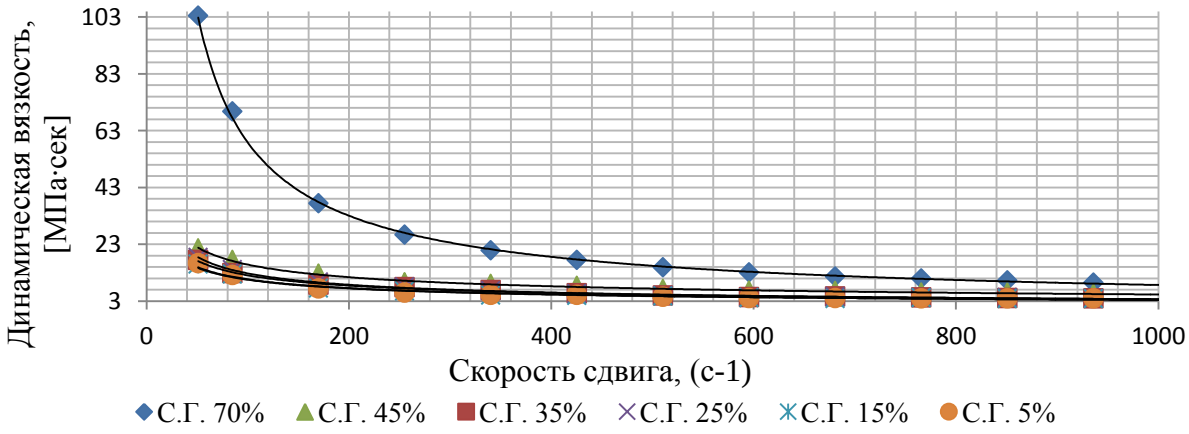


Рис. 4. Динамическая вязкость ЧГПАА с различной степенью гидролиза

Определение динамической вязкости водных растворов модифицированного полиакриламида (C = 0,05 %, T = 28 °С) производили на вискозиметре OFITE модель 1110. На рис. 4 представлен график зависимости динамической вязкости образцов исследуемых водных растворов полиакриламида от скорости сдвига.

Из представленного графика видно, что динамическая вязкость образцов модифицированного полиакриламида зависит от содержания карбоксильных групп в полимере, с увеличением содержания карбоксильных групп наблюдается рост динамической вязкости; причем образец ЧГПАА с содержанием карбоксильных групп 70 % характеризуется максимальной вязкостью из всех исследуемых, в наибольшей степени это проявляется при невысоких скоростях сдвига. Данные эффекты связаны с изменением молекулярной структуры полимера, при увеличении числа анионных групп полимерная цепь становится более развернутой, что приводит к увеличению динамической вязкости полимерных растворов.

Данные, полученные в ходе научно-исследовательской работы, успешно применяются в разработке буровых растворов с применением полиакриламида в качестве агента для искусственной кольматации стенок скважин с целью предотвращения набухания глин, а также в изучении влияния содержания карбоксильных групп в ЧГПАА на набухание глин.

Список литературы

1. Авакумова Н.И., Бударина Л.А., Дивгун С.М. Практикум по химии и физике полимеров / под ред. В.Ф. Куренкова. – М. : Химия, 1990. – 304 с.

2. Куренков В.Ф. Водорастворимые полимеры акриламида // Соровский образовательный журнал. – Казань, 1997. – № 5. – С. 48–53.

3. Тарасевич Б.Н., Рубайло А.И. ИК-спектры основных классов органических соединений. – М. : Thermoscientific, 2009. – 53 с.

4. Kudryavtsev Y.V., Litmanovich A.D. On the kinetics of polyacrylamide alkaline hydrolysis // Macromolecules. – New York, 1988. – P. 4642–4644.

5. Stahl G.A., Schulz D.N. Water-soluble Polymer for Petroleum Recovery // British Polymer Journal. – New York; London, 1986. – 355 p.

УДК 553.98

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ

Д.В. Шаплов
Научный руководитель **Е.В. Прокатень**, канд. геол.-минерал. наук
Сибирский федеральный университет

Море Лаптевых находится на северной пассивной окраине Евразии, в районе центриклинального замыкания Евразийского суббассейна Северного Ледовитого океана (СЛО). Действующий срединно-океанический хребет Геккеля и разделяемые им океанические котловины Нансена и Амундсена, подходя ортогонально к континентальному склону, образуют фактически торцевое сочленение с краем континента. От Амеразийского суббассейна, где спрединг существовал в позднем мезозое, хребет Ломоносова отделяет более молодую часть СЛО.

Через континентальный склон океанический бассейн сочленяется с лаптевоморским шельфом, большую часть которого занимает Лаптевская краевая плита (ЛП), входящая в состав краевых структур между континентом и океаном. Торцевые окраины определяются двусторонним растяжением края континента в течение всего времени существования спредингового центра. А это, в свою очередь, приводит к интенсивному рифтообразованию и формированию на континентальных окраинах крупных осевых рифтов, ориентированных поперечно к континентальному склону. Нужно отметить, что в пределах осевых рифтов торцевых пассивных окраин могут концентрироваться углеводороды в значительных объемах.

Со стороны континента ЛП окружена орогенными поднятиями поздних киммерид: на западе она ограничена структурами Южно-Таймырского складчатого пояса, на юге – поднятиями Верхоянской складчатой системы Верхояно-Колымского пояса, включая Оленекское поднятие (ОП), являющееся северо-западным ответвлением системы этих поднятий. Верхоянские структуры погружаются на шельфе моря Лаптевых, их присутствие установлено достоверно в восточной горстовой части краевой плиты.

Верхоянской складчатой системе свойственно северо-западное простирание, она сложена комплексами, существовавшими с рифея пассивной континентальной окраины Сибирской платформы. Отложения имеют покровно-надвиговую структуру с надвиганием в юго-западном и южном направлении в сторону платформы, где перед системой складчатости находятся Енисей-Хатаганский, Лено-Анабарский и Предверхоянский краевые прогибы [4].

© Шаплов Д.В., 2017

Практически повсеместно на шельфе распространены грабены и горсты при полном отсутствии спокойных платформенных структур, а также существует в пределах акватории складчатый фундамент, образованный в позднемезозойское время, тогда как древний фундамент Сибирской платформы развит только на крайнем юго-западе моря – в районе Хатангского залива.

На основании данных глубинных разрезов моря Лаптевых по сейсмическим профилям 01 и 16 BGR можно сделать вывод о том, что основную часть шельфа занимает единый осадочный бассейн, который представляет собой торцевой кайнозойский рифт со сложным внутренним строением и широким развитием листрических сбросов, фиксирующих интенсивное растяжение. Данный рифт выделяется как Усть-Ленский или Лаптевский мегарифт (в этом случае Усть-Ленский рифт выделяется как грабен), имеет мощность в своих центрах осадочного чехла более 13 км; на востоке имеется разлом Лазарева, который представляет собой листрический сброс и отделяет рифт от Лаптевского горста, состоящего из нескольких горстовых структур, разделенных грабенами (см. рисунок).

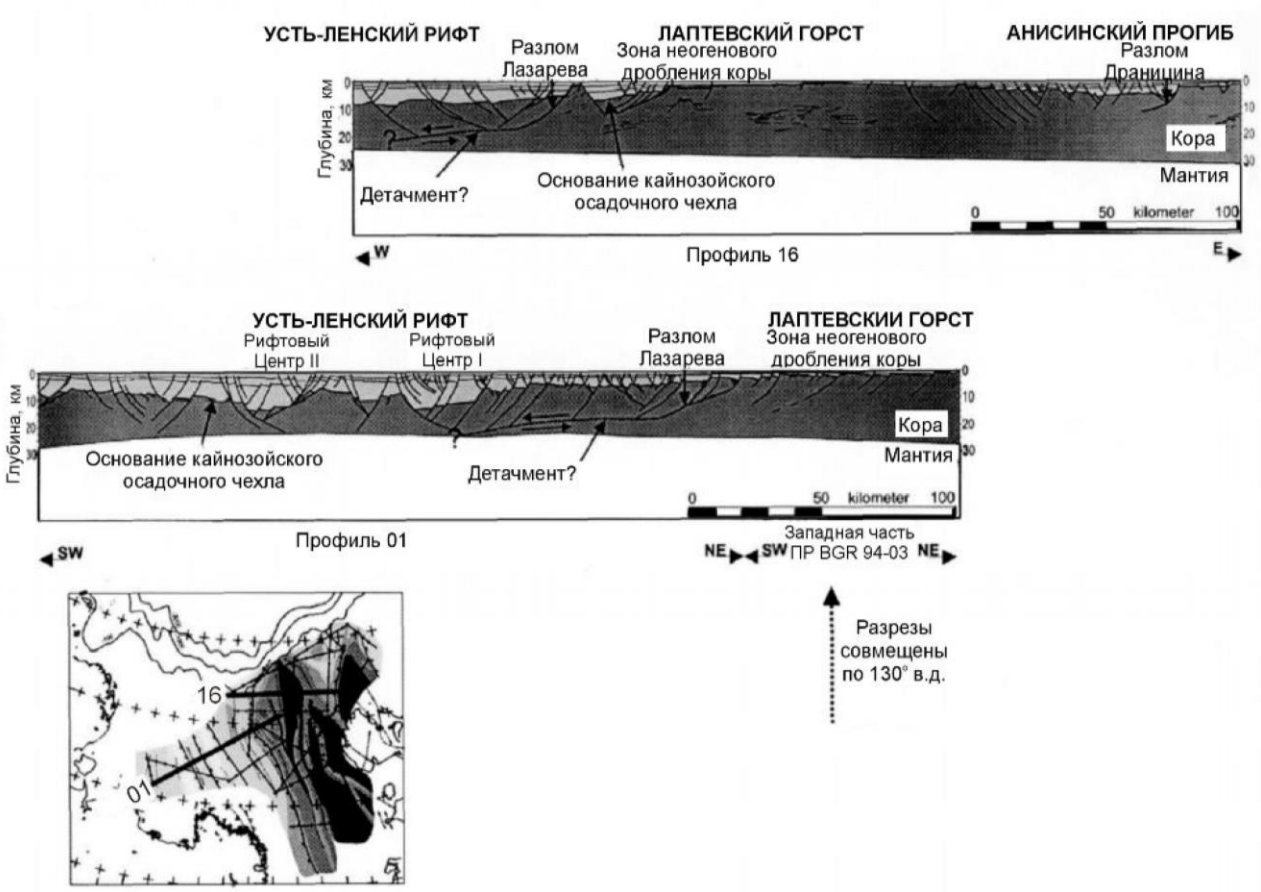


Рис. Глубинные разрезы через море Лаптевых
по сейсмическим профилям 01 и 16 BGR [3, с. 1083–1127]

Рифт заложен на континентальной коре и связан с развитием Евразийского океанического бассейна. Отмечается по результатам различных наблюдений постепенное смещение на восток основных растягивающих напряжений. С неогена они сосредоточились в районе Северо-Лаптевского горста, вдоль западного склона которого выделена зона дробления неогенового возраста коры, где идет формирование узких горстовых поднятий и грабенов глубиной 2–4 км. Листрический сброс Лазарева можно рассматривать как структурообразующий разлом рифта. На большей части шельфа фундамент сложен образованиями Верхоянской складчатой системы, ей свойственно северо-западное простирание.

Осадочный чехол на шельфе залегает на мезозойском складчатом фундаменте. Древняя карбонатная осадочная толща в мегапрогибе отсутствует, так как складчатые комплексы киммерид сильно разрушены и переработаны, а также метаморфизованы под действием внедрившейся магмы.

Основной объем осадочного чехла шельфа концентрируется в Лаптевском мегарифте, с которым и связана главная перспектива нефтегазоносности, содержит несколько крупных грабенов и разделяющих их горстов. Его протяженность свыше 600 км при ширине от 100 до 380 км на севере, мощность осадочного чехла меняется от 3–5 км в прибортовых зонах до 10–14 км в центральной области. Самыми крупными являются Усть-Ленский и Усть-Оленекский грабены, между ними лежит Трофимовский горст, мощность чехла которого уменьшается до 5–9 км.

Для нижнего сейсмокомплекса можно прогнозировать преимущественно глинистый, а для среднего – преимущественно песчаный состав; верхний комплекс является преимущественно глинистым в связи с обширной трансгрессией, охватившей в плиоцене весь шельф.

Морфология осадочного чехла в первую очередь характеризуется дизъюнктивной (сбросовой) тектоникой. Крупные сбросы, как правило, охватывают не только нижние комплексы, но и частично верхний. Листрический характер дизъюнктивов свидетельствует о развитии мегарифта в условиях сильного растяжения земной коры, сохраняющегося до настоящего времени.

Запрокинутые приразломные блоки характерны для восточного борта Лаптевского мегарифта. Вдоль таких блоков группируется большинство месторождений Североморского НГБ. Запрокинутые моноклинальные блоки нарушены многочисленными второстепенными разломами, способствующими образованию замкнутых ловушек. Такие структуры, находящиеся в рифтовом и дорифтовом комплексах, обычно содержат основную долю ресурсов нефтегазоносного бассейна, например, в Североморском НГБ составляет более ¾ общих ресурсов УВ.

Рифтогенез оказывает стимулирующее влияние на возникновение глиняного диапиризма, а также соляного диапиризма, который развит

в южной половине центральной рифтовой системы Северного моря. На месторождении Слейпнер, приуроченном к двум сближенным ступеням восточного борта грабена Викинг, две основные залежи в верхнеюрских песчаниках находятся на разном уровне и в ловушках разного типа. Ловушка на нижнем блоке имеет антиклинальный характер, что связано с наличием в нижней части разреза солей цехштейна (галогенными толщами Северо-Германской низменности возраста P_2).

Надо отметить, что, несмотря на малоизученность шельфа МЛ, очень важно иметь представление о начальных сырьевых ресурсах. По оценкам различных специалистов они составляют порядка 3,8 млрд т.у.т.

Для оценки первичных запасов можно воспользоваться объемно-статистическим методом. В частности, известна формула М.Ф. Двали и Т.П. Дмитриевой [2]

$$Q = a \cdot V, \qquad (1)$$

где a – константа, равная для платформенных бассейнов 15 470 т/км^3; V – объем осадочного выполнения, км^3; Q – начальные ресурсы УВ, т.у.т.

Опираясь на данные Б.И. Кима с соавторами [1; с. 116–131], которые приводят суммарный объем пород в очагах генерации УВ на шельфе моря Лаптевых, равный 476 280 км^3, можно вычислить начальные ресурсы УВ, которые в этом случае составят 7,36 млрд т.у.т или 5,26 млрд т.н.э. Из чего следует, что, возможно, потенциал шельфа МЛ на нефть и газ выше, чем это можно представить на данный момент.

Особенности бассейна МЛ заключаются в том, что на большей части моря глубина не превышает 50 м, а на юге 20 м, продолжительность ледостава у побережья с середины октября до середины июля, мощность покрова может достигать 2 м и более. Если вести разработку месторождения на большой удаленности от берега, например, в пределах Усть-Ленского мегарифта, то можно использовать морскую ледостойкую стационарную платформу. Здесь нужно учесть экономическую составляющую, это можно сделать на примере месторождения «Приразломное», которое находится в Печорском море и схоже с условиями разработки в море Лаптевых. Так, компания «Газпром» оценила стоимость освоения месторождения «Приразломное» в 200 млрд руб. Эта сумма включает стоимость морской ледостойкой платформы «Приразломная» (МЛСП кессонного типа; 60–65 млрд руб.), строительство инфраструктуры, двух судов обеспечения и двух танкеров ледового класса «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров».

Для месторождений вблизи берега возможно использовать горизонтальное бурение с берега. Примером тому служит разработка месторождений Сахалин-1, где была использована буровая установка «Ястреб», которая предназначена для эксплуатации в сейсмоактивных и холодных аркти-

ческих районах, позволяет бурить сверхдлинные скважины сначала в вертикальном, а затем в горизонтальном направлении под морским дном с общей длиной ствола свыше 11 км. Данная установка относительно компактная и заменяет крупные сооружения, которые требовалось бы строить в открытом море в условиях сложнейшей ледовой обстановки зимой. В результате значительно экономятся эксплуатационные и капитальные затраты.

На примере разработки Киринского месторождения, которое является частью проекта «Сахалин-3» и Восточной программы компании «Газпром»,вести добычу в условиях Арктики и больших глубин можно с помощью подводного добычного комплекса, центральным звеном которого является размещенный на глубине манифольд – несколько трубопроводов, закрепленных на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме.

Вероятней всего, в пределах мегарифта будут преобладать приразломные запрокинутые моноклинали. Весьма вероятно наличие антиклиналей, обусловленных глиняным диапиризмом, а также антиклинальных перекрытий, связанных с изгибами слоев у листрических сбросов. Потенциально перспективными на нефть и газ могут быть для Усть-Ленского грабена пермские и триасовые отложения, а также отложения бассейнового типа (K_1, K_z) на глубинах до 5 км, а для Омолойского грабена пермские, триасовые и юрские отложения. В пределах Лено-Таймырской области перспективными являются палеозойско-мезозойские отложения в местах со слабым проявлением позднекиммерийских дислокаций. Для точного прогноза и оптимальных технологических решений необходимо бурение поисково-разведочных скважин.

Список литературы

1. Осадочный чехол шельфа моря Лаптевых и его нефтегазовый потенциал / Б.И. Ким, Н.К. Евдокимова, Л.Я. Харитонова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 116–131.

2. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 250 с.

3. Franke D., HinzK., Oncken O. The Laptev Sea Rift // Marine and Petroleum Geology. – 2001. – № 18. – P. 1083–1127.

4. Андиева Т.А. Тектоническая позиция и основные структуры моря Лаптевых // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru.

УДК 551.3.051

УТОЧНЕНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ УЧАСТКА СОПРЯЖЕНИЯ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ, НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И СЮГДЖЕРСКОЙ СЕДЛОВИНЫ

М.А. Пирожкова
Научный руководитель **В.А. Кринин**, канд. геол.-минерал. наук
Сибирский федеральный университет

Структурно-тектоническое районирование любого нефтегазоносного бассейна имеет важное значение при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых. Особенно это актуально на территориях, характеризующихся низкой степенью изученности и сложным геологическим строением, такой как Сибирская платформа.

Анализ сейсмического материала, полученного за последние годы, и существующие схемы структурно-тектонического районирования для территории, находящейся на стыке трех надпорядковых структур: Курейской синеклизы, Сюгджерской седловины и Непско-Ботуобинской антеклизы, – показали несоответствие новых данных ранее выполненным построениям.

На прочих схемах в ряде литературных источников Непско-Ботуобинская антеклиза НБА оконтуривается изогипсой 2,5 км [1].

Новые сейсмические данные (структурный план по кровле юряхской свиты), скорректированные с учетом результатов бурения параметрической скв. Среднекочемской-251, позволяет сместить гипсометрическое положение границы V-Є отложений на 150 м, что достаточно убедительно показывает изменение регионального тренда структурного плана с 20 м на 1 км в пределах северо-западного крыла НБА до а.о. – 2 350 м, с 3 м на 1 км после этой отметки. Ширина выполаживания кровли юряхской (тэтэрской) свиты варьирует от 80 до 100 км; следовательно, существует структура, которая занимает промежуточное положение между Курейской синеклизой и НБА, что позволяет относить её к юго-западной части Сюгжерской седловины в качестве структурного элемента меньшего ранга – структурной ступени. Для удобства в отношении структурного плана по предложению В.А Кринина этому структурному элементу целесообразно предварительное название Хамакарская структурная терраса.

Принимая во внимание вышесказанное, граница Курейской синеклизы и Сюгджерской седловины более корректно устанавливается по изогипсе с а.о. – 2 700 м, что согласуется с региональным структурным планом.

© Пирожкова М.А., 2017

Вышесказанные соображения существенно дополняют представления о структурно-тектоническом районировании рассматриваемой территории и будут уточнены после полного изучения участков сейсморазведкой и бурением.

Палеотектонический анализ (см. рисунок) проведен с целью реконструкции исторического развития и районирования рассматриваемой территории, связан с продвижением поисковых работ на нефть и газ в восточные и северные регионы Восточной Сибири.

Среди прочих вариантов структурно-тектонического районирования широкое использование имеет «Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирского федерального округа и республики Саха (Якутия)» под редакцией В.С. Старосельцева. Однако северо-западная граница НБА на этой карте, по-видимому, не согласована с имеющимися по этой территории данными сейсморазведки и бурения скважин.

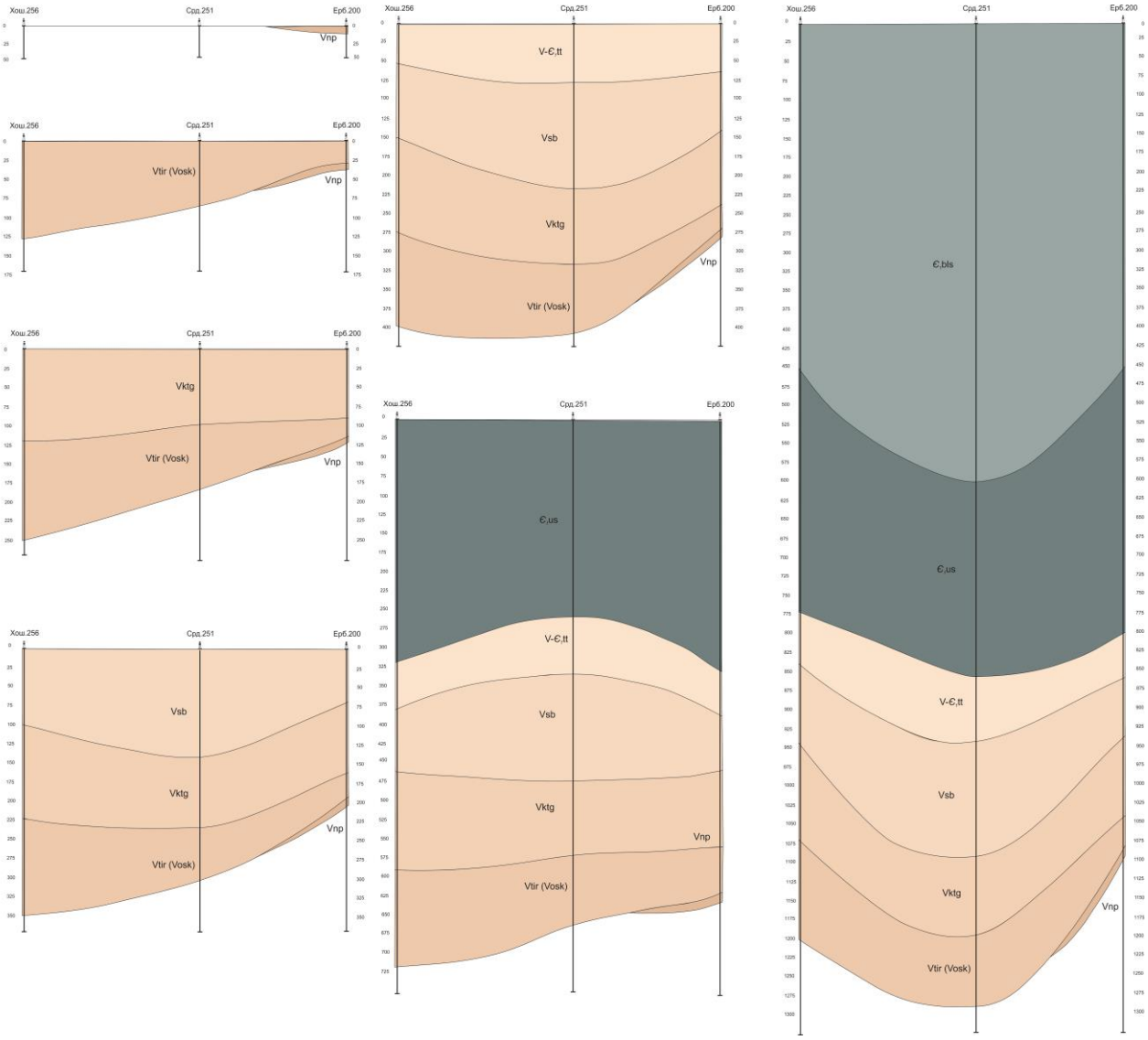


Рис. Палеотектонические профили V- Є отложений

Палеотектонический анализ проведен по профилю скважин Хошонская-256, Среднекочемская-251, Ербогаченская-200. Скважина № 256 пробурена на юго-восточном борту Курейской синеклизы, № 251 – в Хамакарской террасе, № 200 – на северо-западном склоне НБА.

По результатам выполненного анализа развитие рассматриваемой территории в историческом контексте выглядит следующим образом.

На стыке современных надпорядковых структур: Курейской синеклизы, НБА, Сюгджерской седловины – формирование осадочного чехла началось в позднем рифее в районе скважины № 256, то есть на юго-восточном борту Курейской синеклизы. На остальной территории профиля в это время существовала суша с пенеплинизированной поверхностью кристаллических образований.

В непское время в районе скважины № 200 появилось море [2], в котором накапливалась небольшая толща осадков.

В оскобинское время интенсивность осадконакопления неодинакова: на северо-западе происходит постепенное прогибание, на юго-востоке – воздымание. По полученному профилю можно предположить, что на территории Курейской синеклизы в это время формируется мелкое море, а на НБА – приливно-отливная зона.

В катангское время обстановки осадконакопления становятся одинаковыми. Площадь формирования осадочного бассейна увеличивается, по всей территории развивается море.

В собинское время увеличивается интенсивность прогибания в районе скважины № 251. Намечается обособление районов Курейской синеклизы и НБА.

В тэтэрское время на северо-западе профиля продолжается прогибание, характерное для развития синеклизы, в юго-восточной части процесс погружения замедляется.

Как видно, рост НБА начался в Vtir и продолжился в течение всего венда. В период с Vktg по V-Єtt происходит трансгрессия моря.

Последствием трансгрессии моря становится дальнейшее развитие бассейна. В усольское время накапливаются крупные толщи солей. В районе скважины №251 развитие переходной структуры (седловины, террасы) становится выраженнее.

Осадочный чехол, вскрытый при бурении на Курейской синеклизе, присутствует в широком стратиграфическом диапазоне от R до MZ, это свидетельствует о сравнительно спокойном и постепенном погружении, без размыва осадков. Комплекс накопленных отложений, вскрытых скважиной № 200, показывает, что часть территории испытывает воздымание практически с самого начала исторического развития. И между ними единовременно зарождается терраса.

В ордовикское время сохраняется прежняя динамика развития территории.

В каменноугольное время в результате Герцинской фазы складчатости (Г. Штилле) [6, с. 50] изменяются условия осадконакопления с морских на континентальные по всей обозначенной территории и начинается размыв средне-верхнепалеозойских отложений частично O, полностью D и S, частично C [3]. Поэтому в палеорельефе в период накопления P-C и P-T отложений фиксируется длительный перерыв и изменение динамики тектонического развития. С этого периода начинается формирование новой надпорядковой тектонической структуры – Тунгусской синеклизы.

Анализ подтвердил, что в современном тектоническом строении между НБА и Курейской синеклизой существует переходная структура, которая начала формироваться еще в кембрие. Присутствие переходного элемента отмечено на тектонической карте под редакцией А.Э. Конторовича (2008), где структура выделена под наименованием Мархино-Чуньская мегамоноклиналь. Также следует тщательно пересмотреть границы НБА и Сюгджерской седловины.

Актуализация структурно-тектонического районирования необходима для грамотной разработки проектов геологоразведочных работ на слабоизученных территориях. Данные результаты могут использоваться при составлении проектной документации и постановке работ на территории.

Список литературы

1. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев [и др.]. 1986.

2. Бурова И.А. Палеогеографические реконструкции венд-нижнекембрийских карбонатных отложений западного склона северной части Неско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. – Т. 9. – № 4.

3. Зинчук Н.Н. Специфика развития протерозойских и фанерозойских структур центральной части Сибирской платформы // VII Всеросс. литолог. совещание 28–31 октября 2013.

4. Новые структурные и тектонические построения по рифейско-вендскому нефтегазоносному комплексу Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович [и др.] // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2007. – Т. 5.

5. Маргулис Л.С., Семенов В.П., Родина Т.В. Прогноз распространения литологических ловушек углеводородов в терригенных отложениях венда северо-запада Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10.– № 2.

6. Цикин Р.А., Сазонов А.М., Прокатень Е.В. Конспект лекций «Геотектоника и геодинамика». – Красноярск : СФУ, 2008.

УДК 622.243.063

ВЛИЯНИЕ ПРОСТЫХ СОЛЕЙ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

М.В. Зеленая, А.Н. Черепова
Научные руководители: **Л.С. Баталина**, канд. хим. наук;
А.Л. Неверов, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университета

Сооружение скважин в сложных геологических условиях невозможно без применения современных буровых технологических жидкостей. Соответственно в наши дни буровые растворы – это сложные многокомпонентные дисперсные системы эмульсионных, суспензионных и аэрированных жидкостей для промывки скважин в процессе бурения. Обращаясь к классическому определению, можно сказать, что буровым раствором считается любой рабочий агент, используемый для разрушения пород и удаления выбуренной породы из ствола скважины.

Целью данной работы является исследование и оценка влияния простых солей на реологические свойства полимерных растворов для бурения в глинистых отложениях.

Главной проблемой бурения в глинистых породах является набухание. Под набуханием понимают способность глинистых пород увеличивать объем в процессе взаимодействия с водой или водными растворами. Этот процесс сопровождается увеличением влажности, объема породы и возникновением давления набухания. Наибольшим набуханием обладают глинистые породы, в составе которых имеются глинистые минералы с подвижной кристаллической структурой (например, монтмориллонит), наименьшим – минералы с более жесткой кристаллической структурой (каолинит).

При разбуривании пород с высоким содержанием глин, таких как монтмориллонитные отложения, повышение вязкости бурового раствора на одной проходке намного больше, чем при разбуривании пород с низким содержанием глин. В случае с высоким содержанием глин вязкость необходимо поддерживать в нужных пределах с помощью химической обработки раствора, разбавления или механического отделения выбуренной твердой фазы на поверхности.

При осложнениях глинистые коллоиды иногда дополняют или полностью заменяют органическими коллоидами. Если глины флокулируют

© Зеленая М.В., Черепова А.Н., 2017

под действием растворимых солей, что становится причиной невозможности регулирования реологических и фильтрационных свойств раствора, в соленую воду или загрязненный солями буровой раствор добавляют солестойкие коллоиды (такие, как желатинизированный крахмал или целлюлозные полимеры). Для того чтобы облегчить поддержание устойчивости ствола скважины и свести к минимуму диспергирование выбуренной породы буровым раствором, в промывочных жидкостях с низким содержанием твердой фазы используются целлюлозные, полиакриловые полимеры и полимеры из природных смол.

Полимеры состоят из длинных цепочек повторяющихся групп, которые адсорбируются на поверхностях частиц шлама, защищая их от разрушения. Между этими цепями происходит механическое взаимодействие без структурообразования, благодаря которому полимеры обладают вязкостными свойствами.

На вязкость и предельное статическое напряжение сдвига бурового раствора влияет количество и качество твердых частиц. Эти параметры даже при небольшом процентном содержании твердых частиц возрастают значительно, и промывочная жидкость превращается в пластичную массу при использовании в качестве бурового раствора воды, в которой содержание растворенных солей настолько мало, что не может препятствовать гидратации глин и их диспергированию до коллоидного состояния.

Для повышения вязкости и предельного статического напряжения сдвига бурового раствора в него необходимо вводить в больших количествах другие материалы, добавляемые для утяжеления жидкости во время бурения скважины (сульфат бария, окись железа, аморфный кремний, инертные глины или шлам известняка, кремнистых пород и доломита), которые не гидратируют и не диспергируются [3].

Интенсивность удаления бурового шлама зависит в первую очередь от реологических свойств растворов, на которые оказывает влияние растворимые соли в водной фазе.

Неудовлетворительные реологические свойства могут привести к серьезным осложнениям: образованию пробок в стволе скважины, забиванию шламом призабойной зоны, снижению механической скорости бурения, прихвату бурильной колонны, разрыву стенок скважины и столбиков керна, поглощению бурового раствора [1].

Поведение промывочной жидкости зависит от режима течения, то есть от зависимости между давлением и скоростью. Существуют два типа режима: ламинарный режим, преобладающий при низких скоростях, и турбулентный режим, зависящий от инерционных свойств жидкости (вязкость на него практически не влияет).

Исследования реологических свойств полимерных растворов проводились на ротационном вискозиметре фирмы OFITEMODEL 900 VIS-

COMETER, позволяющем рассчитывать реологические параметры в автономном режиме.

В качестве полимеров были выбраны: Праестол 2540, Полифлок А1530, AN934VHM, EZ-MUD-GOLD, AN923MPM, Besfloc K6841 и другие наиболее часто применяемые при бурении. В качестве добавок были использованы соли: KCl, KBr, KNO_3, CHONa, $CaCl_2$, K_2SO_4 и $MgCl_2$.

Заключение

Выполненные эксперименты показали, что добавление к полимерам простых солей радикально изменяет вязкостные свойства системы: снижается зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига. Пример такого влияния солей на буровой раствор представлен на рисунке.

Эффективная вязкость в области низких скоростей сдвига представляет собой предельную (при нулевой скорости сдвига) или наибольшую «ньютоновскую» вязкость. Далее с возрастанием скорости сдвига эффективная вязкость убывает, а при больших скоростях сдвига достигается предельное наименьшее значение эффективной вязкости, называемое наименьшей ньютоновской вязкостью. Снижение реологических параметров полимерных растворов при добавлении электролитов объясняется уменьшением способности воды растворять полимер ввиду связывания ее молекул гидратирующимися ионами электролита.

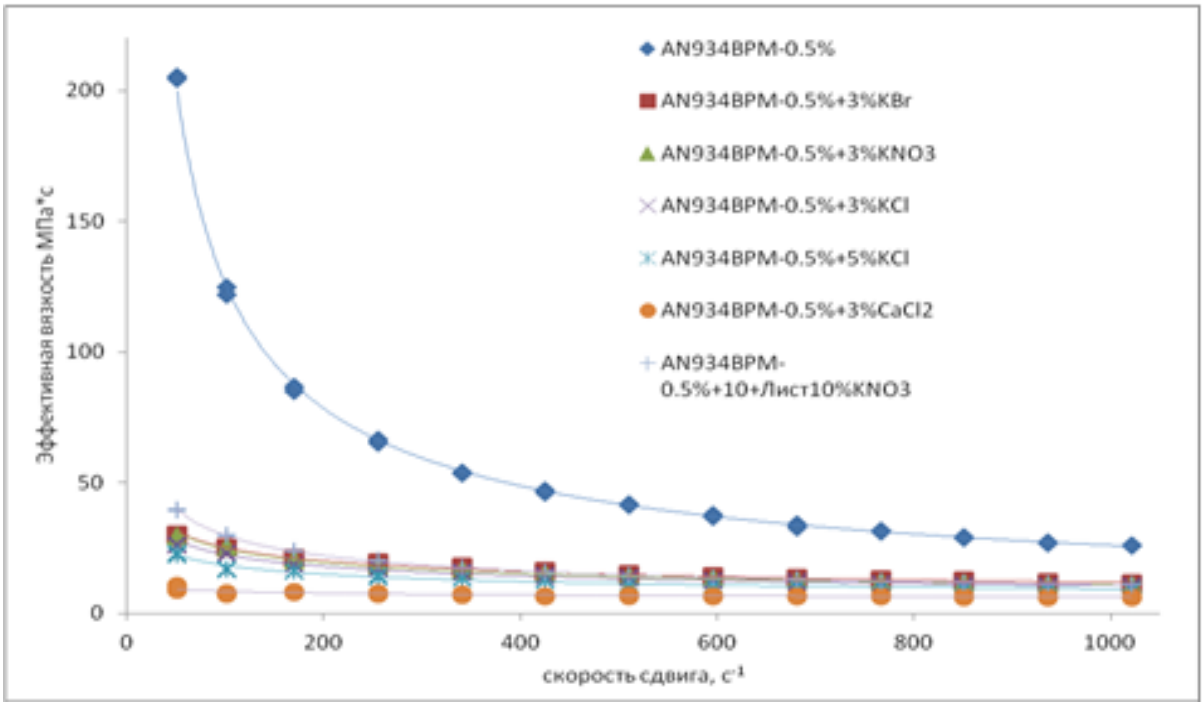


Рис. Зависимость эффективной вязкости водных растворов акриловых полимеров от скорости сдвига

Для производственных исследований можно рекомендовать полимеры следующих торговых марок: EZ-MUD-DP, Праестол 2540 и А1530 с добавками нитрата калия.

Список литературы

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. – М. : Недра, 1999. – 424 с.

2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М. : Недра, 1985. – 509 с.

3. Маковей Н. Гидравлика бурения. – М. : Недра, 1986. – 536 с.

4. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин / под ред. Е.А. Козловского. – М. : Недра, 1984. – 437 с.

УДК 378.662-057.85:523.4:629.78(571.16)

РОЛЬ ВЫПУСКНИКОВ ТПИ В ИЗУЧЕНИИ НЕБЕСНЫХ ТЕЛИ ПЛАНЕТЫ ЗЕМЛЯ

А.В. Назаренко
Научный руководитель **Т.А. Гайдукова**, доцент каф. ГРПИ
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

В настоящее время изучение космоса и ближайших космических тел является наиболее перспективным вариантом развития человечества. Земные запасы, постоянно используемые на нужды человечества, истощаются. Поэтому необходимо изучать космические объекты, так как уже известно о высоком содержании полезных ископаемых в некоторых из них.

В разработку методов и приборов для изучения космических объектов и планеты Земля большой вклад сделан выпускниками Томского политехнического университета. Среди них есть руководители и ведущие специалисты предприятий космической отрасли. Их имена неразрывно связаны с историей освоения космоса.

В.В. Хартов – выпускник ТПИ 1978 г., доктор технических наук, прошел ступени роста от инженера до заместителя генерального конструктора по электрическому проектированию и системам управления космическими аппаратами ОАО «Информационные спутниковые системы» имени академика М.Ф. Решетнева. В.В. Хартов – почетный выпускник ТПУ.

Впервые образцы лунного грунта были доставлены в 1970 г. межпланетной космической станцией «Луна-16». С помощью космического бура, сконструированного О.Д. Алимовым, на Землю доставлена колонка лунного грунта длиной около 160 мм и весом 170 гр. 12 сентября 1970 г. осуществлён пуск ракеты-носителя «Протон-К / Д», которая вывела на траекторию полёта к Луне АМС «Луна-16», включавшую в себя возвращаемый аппарат. 13 сентября 1970 г. проведена коррекция траектории полёта станции, которая обеспечила выход станции в расчётную точку окололунного пространства. 17 сентября 1970 г. станция «Луна-16» была выведена на орбиту вокруг Луны. 20 сентября 1970 г. станция «Луна-16» совершила мягкую посадку на поверхности Луны в районе Моря Изобилия. Отклонение от расчётной точки посадки составило 1,5 км. Масса опустившейся на Луну станции составила 1 880 кг. 21 сентября 1970 г. с поверхности Луны стартовал возвращаемый аппарат автоматической межпланетной станции «Луна-16». Масса стартовавшей ступени была 512 кг. Непосредственно

© Назаренко А.В., 2017

перед стартом был произведён забор лунного грунта, который в специальной капсуле был помещён в возвращаемый аппарат. 24 сентября 1970 г. на территории СССР в 80 км юго-восточнее города Джезказган совершил мягкую посадку возвращаемый аппарат станции «Луна-16» массой 35 кг.

Спутник «Томск-ТПУ-120» – это первый российский космический аппарат, созданный с использованием 3D-технологий и уникальных материалов. Спутник относится к классу «наноспутников» и имеет размеры 30×11×11 см. Аппарат разработан в научно-образовательном центре «Современные производственные технологии» ТПУ совместно с Ракетно-космической корпорацией «Энергия» и Институтом физики прочности материаловедения СО РАН. Спутник был отправлен на МКС 31 марта 2016 г. на борту транспортного грузового корабля «Прогресс МС-02» с космодрома Байконур.

Космические носители – технические средства, выведенные на орбиты специальными транспортными ракетами для изучения околоземного космического пространства и планет Солнечной системы в автоматическом режиме, а также для специальных исследований. В зависимости от решаемых задач и конструктивных особенностей космические носители подразделяются на следующие типы: искусственные спутники Земли (ИСЗ), автоматические межпланетные станции (АМС), пилотируемые космические корабли (ПКК), долговременные орбитальные станции (ДОС).

Визуальные наблюдения отличаются большой оперативностью и могут быть использованы в различных целях. Во-первых, они способствуют сознательному выбору геологического объекта исследований; во-вторых, позволяют оценить скорость и динамику наблюдаемых геологических процессов и, в-третьих, выявлять ранее неизвестные геологические объекты или явления.

Фотографическую съемку поверхности Земли с высот более 150–200 км принято называть космической. Космическая фотосъемка может быть осуществлена при помощи ПКК, ДОС и автоматических ИСЗ ручными камерами, фотографирующими автоматами и полуавтоматами. Масштабы съемки зависят от двух важнейших параметров: высоты съемки и фокусного расстояния объектива. Космические фотоаппараты в зависимости от наклона оптической оси позволяют получать плановые и перспективные снимки земной поверхности (см. рисунок). В настоящее время используется фотоаппаратура с высоким разрешением, позволяющая получать КС с перекрытием 60 % и более.

Радиолокационная съемка (РЛ) – важнейший вид дистанционных исследований. Используется в условиях, когда непосредственное наблюдение поверхности планет затруднено различными природными условиями: плотной облачностью, туманом и т. п. Она может проводиться в темное время суток. При РЛ-съемке обычно используются радиолокаторы боково-

го обзора, установленные на самолетах и ИСЗ. С помощью бокового обзора РЛ-съемка осуществляется в радиодиапазоне электромагнитного спектра. Сущность съемки заключается в посылке радиосигнала, отражающегося по нормали от изучаемого объекта и фиксируемого на приемнике, установленном на борту носителя. Радиосигнал вырабатывается специальным генератором. Время возвращения его в приемник зависит от расстояния до изучаемого объекта.

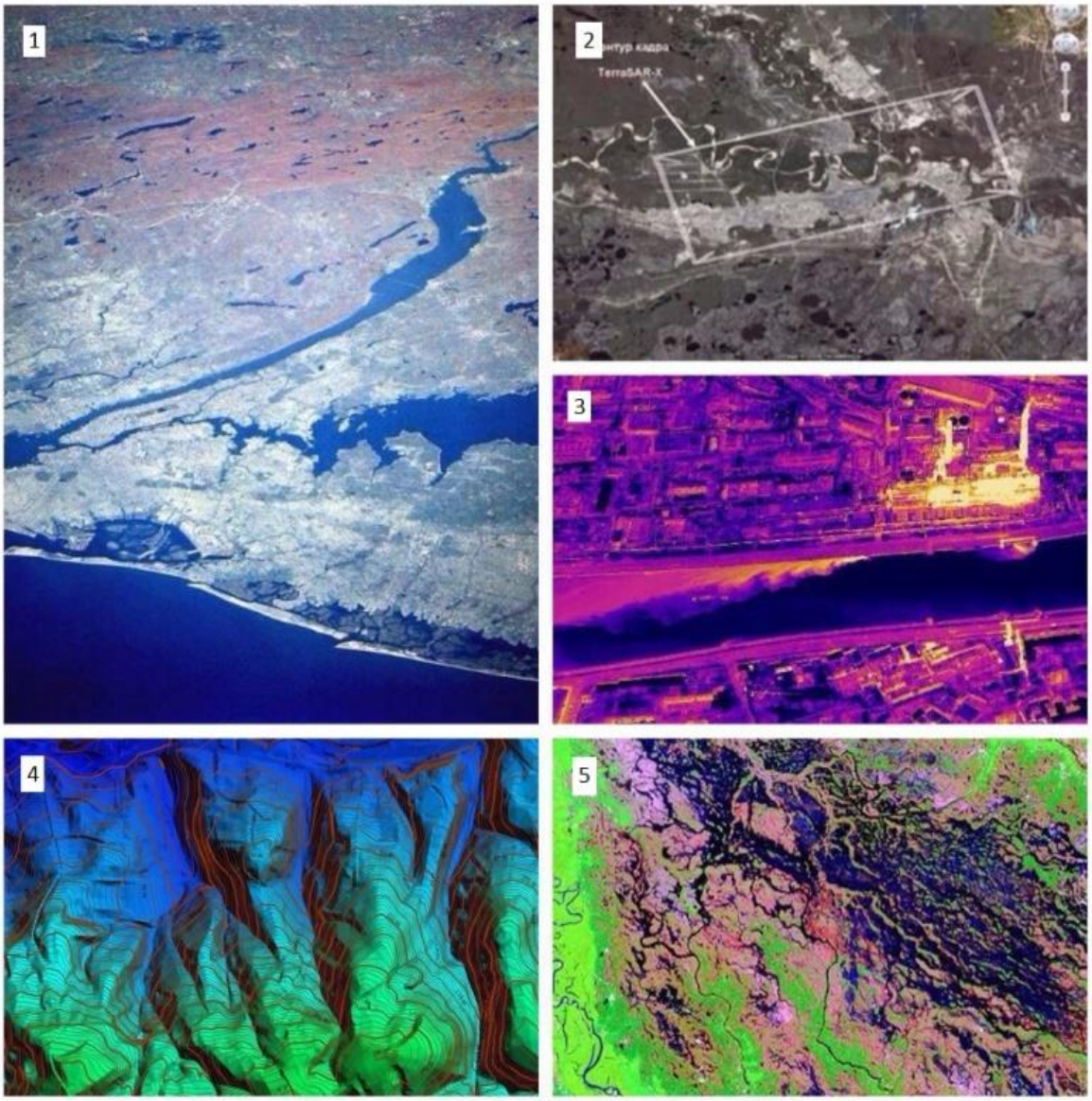


Рис. 1. Виды космической съемки

Инфракрасная (ИК), или тепловая, съемка основана на выявлении тепловых аномалий путем фиксаций теплового изучения объектов Земли, обусловленного эндогенным теплом или солнечным излучением. Она широко применяется в геологии. Температурные неоднородности поверхности Земли возникают в результате неодинакового нагрева различных ее

участков. Солнечное (внешнее) и эндогенное (внутреннее) тепло нагревает геологические объекты по-разному в зависимости от литологических свойств пород, тепловой энергии, важности альбедо и многих других причин.

Магнитная съемка из космоса ведётся с 1958 г., данные магнитных измерений автоматически передаются на землю для обработки на ЭВМ. Результаты обработки – кругосветные профили или карты главного магнитного поля Земли. Источники магнитных аномалий, фиксируемые ИСЗ, расположены на больших глубинах, возможно, на границе ядро – мантия. Магнитометры, установленные на АМС, дают возможность изучать магнитное поле планет Солнечной системы. Результаты магнитометрической съемки из космоса представляют большой интерес для сравнительной геологии планет.

Лазерная съемка основана на использовании монохроматического излучения с фиксированной длиной волны. Постоянство длины волны лазера дает возможность уточнить параметры орбит Земли и других планет, фиксировать перемещение отдельных блоков в земной коре. Для геологических целей используется лидарная спектрометрия, входящая в группу активных съемок, использующая импульсный источник излучения – лазер. Лидарная спектрометрия – геохимическая съемка приповерхностных слоев атмосферы – проводится для обнаружения в них микроэлементов или их соединений, концентрирующихся над современно активными геологическими объектами. Сущность метода заключается в активном зондировании приповерхностных слоев атмосферы и регистрации результатов дистанционного спектрального анализа.

Лабораторные исследования показали, что при действии на органические вещества гамма-излучения образуются углеводороды с выделением свободного водорода. Таким образом, наличие радиоактивного распада в породах может вести к образованию свободного водорода для процессов гидрогенизации в природных условиях. Однако роль ионизирующего излучения в происхождении нефти еще недостаточно выяснена. Советский геолог И.М. Губкин, обобщив результаты исследований природы нефти, пришёл к заключению, что процесс её образования непрерывен и неотделим от процессов формирования в недрах Земли залежей этого полезного ископаемого независимо от масштаба скоплений. Наиболее благоприятными для образования нефти являются неустойчивые в прошлом участки земной коры на границах областей опускания и поднятия. Сильный размыв суши в этих областях содействовал быстрому накоплению осадков, а значит, и погребению органического материала и опусканию его во всё более глубокие зоны земной коры. Это опускание сопровождалось подъёмом температуры и ростом давления, содействовавшим процессам нефте- и газообразования, чему способствовала и деятельность погребённых анаэробных бактерий. В таких областях погружения земной коры при известных

условиях могли отлагаться слои, содержащие большие количества органического материала, которые затем вошли в состав нефтепроизводящих или нефтематеринских свит. В передовых прогибах горных хребтов и в геосинклиналях во все геологические эпохи создавались благоприятные условия для образования нефти в бассейнах, где растительные и животные остатки, преимущественно планктон, смешиваясь с неорганическими веществами, послужили началом образования пород, давших впоследствии нефть. Повышенным содержанием органического материала характеризуются глинистые и илистые осадки, заполняющие впадины морского дна, где вода не перемешивается ни волнами, ни морскими течениями и где, следовательно, создаются условия восстановительной среды, благоприятной для сохранения органического материала и его дальнейшего изменения и постепенного превращения в нефть.

Список литературы

1. Анализ космических снимков при тектоно-магнетических и металлогенических исследованиях /под ред. И.Н. Томсона. – М. : Наука, 1979.
2. Виноградов Б.В. Космические методы изучения природной среды. – М. : Мысль, 1976.
3. Вдовыкин Г.П. Метеориты (Метеориты Кавказа и метеоритные дожди). – М.: Наука, 1974.
4. Кац Я.Г. Полетаев А.И. Основы линеаментной тектоники. – М. : Недра, 1986.
5. Кинг Э. Космическая геология. Введение. – М. : Мир.
6. Кравцова В.И. Космические снимки : метод. пособие. – М. : Изд-во МГУ, 1985.
7. Мэйсон Б. Метеориты: пер. с англ. – М.: Мир, 1965.
8. Симоненко А.Н. Метеориты – осколки астероидов / под ред. Б.Ю. Левина. – М.: Наука.

Секция 2

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.344

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ТАГУЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЕЙ ПАРОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

А.Е. Антипов, Д.Г. Лапин, Д.А. Фомин
Научный руководитель **Б.Б. Квеско**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Наиболее широко применяемым при термическом воздействии на пласт рабочим агентом является водяной пар. Благодаря «скрытой теплоте парообразования» пар имеет более высокое теплосодержание, чем горячая вода при одинаковых температурах.

Водяной пар обладает также более высокими нефтевытесняющими свойствами, чем горячая вода, и поэтому считается технологически более эффективным теплоносителем. На практике при осуществлении термических технологий обычно применяют насыщенный водяной пар (т. е. смесь водяного пара и воды). Это обусловлено техническими требованиями к работе парогенераторов.

Насыщенный водяной пар как теплоноситель обладает очень важным положительным свойством: его температура при данном давлении остаётся неизменной, пока не сконденсируется вся паровая фаза. Только после этого начинается снижение температуры сконденсированного пара как горячей воды.

Качество насыщенного пара характеризуется степенью его сухости (x_r), т. е. отношением (по массе) паровой фазы к общей массе влажного пара. Промысловые парогенераторы, как правило, вырабатывают пар со степенью сухости x_r = 0,8. Такой пар содержит 80 % паровой фазы и 20 % жидкой фазы (т. е. горячей воды). Такая степень сухости пара обуславливается обычно техническими условиями эксплуатации применяемых на практике парогенераторов.

Количество тепла, вводимое в пласт при нагнетании пара (т. е. интенсивность теплоинжекции), определяется выражением

$$Q_n = q_n (c_r \cdot x_r + i_ж), \quad (1)$$

где q_n – расход пара, кг/ч; c_r, x_r – соответственно теплота парообразования воды при заданном давлении, кДж/кг, и степень сухости пара, в до-

© Антипов А.Е., Лапин Д.Г., Фомин Д.А., 2017

ли ед.; $i_ж$ – теплосодержание жидкости, кДж/кг, при заданной температуре, т. е. количество тепла, которое понадобилось для повышения температуры 1 кг воды до температуры кипения. Значения c_r и $i_ж$ берутся из термодинамических таблиц состояния воды и водяного пара.

Доказано, что с увеличением давления теплота парообразования уменьшается и поэтому при высоких давлениях разница в теплосодержании горячей воды и водяного пара уменьшается и пар начинает терять свои «преимущества» как теплоноситель по сравнению с горячей водой.

При конденсации пара его объём резко уменьшается, что ухудшает его нефтевытесняющие свойства. Для устранения этого недостатка к пару добавляют неконденсирующие газы для получения более эффективного рабочего агента – парогаза.

Комбинирование водяного пара с неконденсирующимися газами (углекислым газом CO_2, азотом N_2 или дымовыми газами) повышает эффективность вытеснения нефти из пласта. Углекислый газ хорошо растворяется в нефти, снижает её вязкость, вызывает некоторое её набухание (т. е. увеличивает объём нефти).

Для предотвращения преждевременных прорывов пара по зонам высокой проницаемости в пар добавляют термостойкие поверхностно-активные вещества.

В результате образуется так называемый пенный пар. В результате повышается вязкость пара, что способствует увеличению охвата пласта рабочим агентом, обеспечивает более равномерное вытеснение нефти и предотвращает преждевременные прорывы пара в добывающие скважины.

Одним из недостатков насыщенного водяного пара как теплоносителя является резкое сокращение его объёма при конденсации пара по мере движения его по пласту. Добавление газа приводит к изменению относительной проницаемости, способствует поддержанию давления, а также в известных случаях воздействует на саму нефть в результате растворения и химических реакций газа с её фракциями.

Для одновременного нагнетания в пласт пара и продуктов сгорания разработаны специальные парогазогенераторы. При использовании глубинных парогазогенераторов высокого давления (глубинных парогазогенераторов) предусматривают нагнетание в пласт смеси водяного пара и газообразных продуктов сгорания. В этом случае отношение «газ–пар» зависит от стехиометрии реакции.

Так, для получения 1 т пара сухостью 80 % с энтальпией 570 ккал/кг (за исходную температуру принята температура окружающей среды) требуется 63 кг топлива, теплота сгорания которого не ниже 9 500 ккал/кг при тепловом КПД 95 %. Для снижения этого значения следует или комбинировать нагнетание чистого пара и парогазовой смеси, или использовать в качестве окислителя кислород либо обогащённый кислородом воздух.

В пласте, подвергнутом тепловому воздействию, образуется диоксид углерода, который характеризуется следующими свойствами:

- хорошо растворяется в нефти и уменьшает её вязкость; при растворении CO_2 в нефти её объем увеличивается и, следовательно, повышается коэффициент вытеснения нефти;
- при растворении CO_2 в пластовой воде повышается её вязкость;
- снижается межфазное натяжение на границе нефть–вода и улучшается смачиваемость породы водой, что также способствует росту коэффициента вытеснения.

Закачка в пласт CO_2 является одним из перспективных и широко применяемых в мировой практике методов повышения нефтеотдачи.

Расчёт распределения температуры в продуктивном пласте и окружающих породах

Расчёты показывают, что при постоянном темпе ввода в пласт теплоносителя величина доли тепла, потерянного в окружающие породы, растёт, и на какой-то стадии процесса все вводимое в пласт тепло расходуется на потери в окружающие породы.

Таким образом, для каждого темпа ввода в пласт теплоносителя существует предельный радиус прогрева пласта.

Непрерывное длительное нагнетание в пласт теплоносителя в большинстве случаев себя на практике экономически не оправдывает. Поэтому предлагаются технологии, предусматривающие создание в пласте «тепловой оторочки» (т. е. нагретого участка пласта в призабойной зоне) при непрерывном нагнетании теплоносителя с последующим продвижением этой зоны посредством нагнетания холодной (ненагретой) воды.

Как уже указывалось, математическая модель Х.А. Ловерье только приближённо учитывает механизм прогрева пласта при нагнетании теплоносителей. Поэтому она применяется для оперативных инженерных расчётов. При составлении проектных документов по применению термических технологий на конкретных объектах тепловые расчёты выполняются на компьютерах с использованием современных программных продуктов, например программного комплекса CMG.

Расчёт добычи нефти и нефтеотдачи при закачке в пласт парогазовой смеси

Многочисленные лабораторные исследования показывают, что с уменьшением вязкости нефти коэффициент нефтеотдачи возрастает. В свою очередь, вязкость нефти зависит от температуры и уменьшается с увеличением последней, поэтому в более прогретых зонах пласта остаточная нефтенасы-

щенность будет меньше, чем в менее прогретых. Для каждого конкретного месторождения на основании лабораторных исследований можно определить зависимость вязкости нефти и остаточной нефтенасыщенности от температуры.

В качестве аналогов примем коэффициенты остаточной нефтенасыщенности для пластов группы Дл-II-Дл-III по зависимости $К_{выт}$ ($К_{нн}$) для ПК 1-7 Русского месторождения из-за наибольшей устойчивости связи и высоких коэффициентов детерминации.

Таким образом, если известны распределение температуры в пласте в каждый момент времени и зависимость остаточной нефтенасыщенности от температуры, то можно путём интегрирования кривых определить среднюю величину остаточной нефтенасыщенности пласта и величину нефтеотдачи в любой момент времени.

Рассчитываем кривые распределения температуры в пласте по формулам Ловерье для заданных моментов времени.

Рассчитаем нефтеотдачу пласта при закачке парогазовой смеси на площади кругового элемента радиусом 200 м.

Для перехода к размерным температурам зададимся начальной температурой пласта и температурой горячей воды на забое нагнетательной скважины: T_0 = 18 °С; $T_в$ = 350 °С.

На рис. 1 приведено распределение размерной температуры в пласте через 1 год, из которого видно, что величина радиуса прогрева пласта через 1 год составляет около 200 м.

Принимаем ступенчатую аппроксимацию этой температурной кривой и определяем остаточную нефтенасыщенность на каждом интервале Δr, условно используя линейную зависимость остаточной нефтенасыщенности от температуры:

$$S_{ост}(T) = S_{нач} - \frac{S_{нач} - S_{ост}(T_в)}{T_в - T_0}(\bar{T} - T_0), \qquad (2)$$

где $S_{нач}$ – начальная нефтенасыщенность пласта; $S_{ост}(T_в)$ – остаточная нефтенасыщенность при температуре горячей воды.

Принимаем $S_{нач}$= 0,765 и $S_{ост}$ ($T_в$) = 0,26, T – средняя температура пласта в интервале Δr.

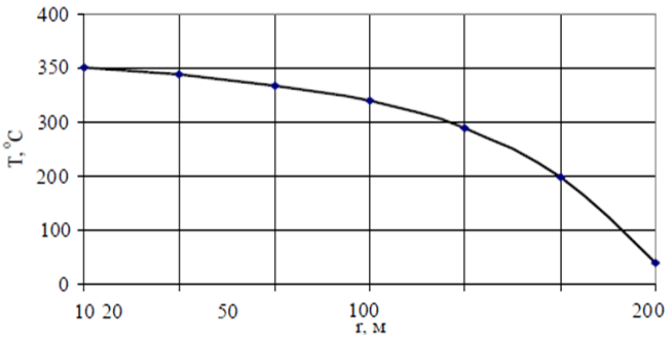


Рис. 1. Распределение температур в пласте через 1 год

Отметим, что для конкретного месторождения используются экспериментальные зависимости.

Принимаем величину интервала ступени по радиусу Δr, м. Отметим, что с уменьшением величины интервала точность расчёта повышается. Для каждого интервала (ступени) по графику на рисунке определяем среднее значение температуры. Затем по формуле определяем среднюю остаточную нефтенасыщенность, соответствующую среднему значению температуры в каждом интервале.

Средняя остаточная нефтенасыщенность в радиусе прогрева r_φ определяется как средневзвешенная величина по формуле

$$\bar{S}_{\text{ост}} = \frac{r_1^2 S_1 + (r_2^2 + r_1^2) S_2 + \cdots + (r_n^2 + r_{n-1}^2) n}{r_\varphi^2}. \quad (3)$$

Нефтеотдача пласта в радиусе прогрева на каждый момент времени определяется по формуле

$$\eta = \frac{S_{\text{нач}} - \bar{S}_{\text{ост}}}{S_{\text{нач}}}. \quad (4)$$

Результаты расчёта остаточной нефтенасыщенности через 0,5 года после начала закачки горячей воды приведены в следующей таблице:

Интервал Δr, м	Средняя температура в интервале, °С*	Остаточная нефтенасыщенность в интервале, доли ед.	Средняя остаточная нефтенасыщенность в радиусе r_φ, доли ед.
0-10	200	0,40	0,52
10-20	197	0,41	
20-30	190	0,42	
30-40	177	0,45	
40-50	158	0,49	
50-60	122	0,57	
60-70	60	0,71	

Нефтеотдача пласта через 0,5 года в радиусе прогрева 70 м

$$\eta = \frac{0{,}765 - 0{,}527}{0{,}765} = 0{,}31. \quad (5)$$

Нефтеотдача пласта на площади разрабатываемого элемента $R = 200$ м

$$\eta = \frac{F_1 (S_{\text{нач}} - S_{\text{ост}})}{F_1 S_{\text{нач}}} = \frac{r_\varphi^2 (S_{\text{нач}} - S_{\text{ост}})}{R^2 S_{\text{нач}}}, \quad (6)$$

$$\eta = \frac{200^2 (0{,}765 - 0{,}527)}{70^2 \cdot 0{,}765} = 0{,}038.$$

Расчет запускного дебита скважины осуществляется по следующей формуле:

$$q_{\text{н}} = \frac{2\pi к h(P_{\text{к}} - P_{\text{с}})}{\mu(T_{\text{п}})\ln\frac{R_{\text{п}}}{R_{\text{с}}} + \mu(T_0)\ln\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{п}}}}, \quad (7)$$

где $P_{\text{к}}$ – пластовое давление на контуре питания, Па; $P_{\text{с}}$ – забойное давление в скважине в период отбора продукции, Па; $\mu(T_{\text{п}})$ – средняя вязкость нефти в прогретой зоне, Па·с; $\mu(T_0)$ – вязкость нефти при начальной пластовой температуре, Па·с; $R_{\text{с}}$ – радиус скважины, м; $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания, м; к – проницаемость пласта, м^2.

Также прирост запускного дебита рассчитывается по уравнению Джоши:

$$q = \frac{7.08\times10^{-3}\,kh}{\beta\mu\left\{\ln\left[\frac{a+\sqrt{a^2-(L_h/2)^2}}{L_h/2}\right]+\left(\frac{I_{ani}h}{L_h}\right)\ln\left[\frac{I_{ani}h}{r_w(I_{ani}+1)}\right]\right\}}\left(p_i - p_{wf}\right) \quad (8)$$

и уравнению Экономидиса:

$$q = \frac{7.08\times10^{-3}\,kh}{\beta\mu\left\{\ln\left[\frac{a+\sqrt{a^2-(L_h/2)^2}}{L_h/2}\right]+\frac{\beta h}{L_h}\ln\left[\frac{(\beta h/2)+\beta^2\delta^2}{\beta h r_w/2}\right]\right\}}\left(p_i - p_{wf}\right) \quad (9)$$

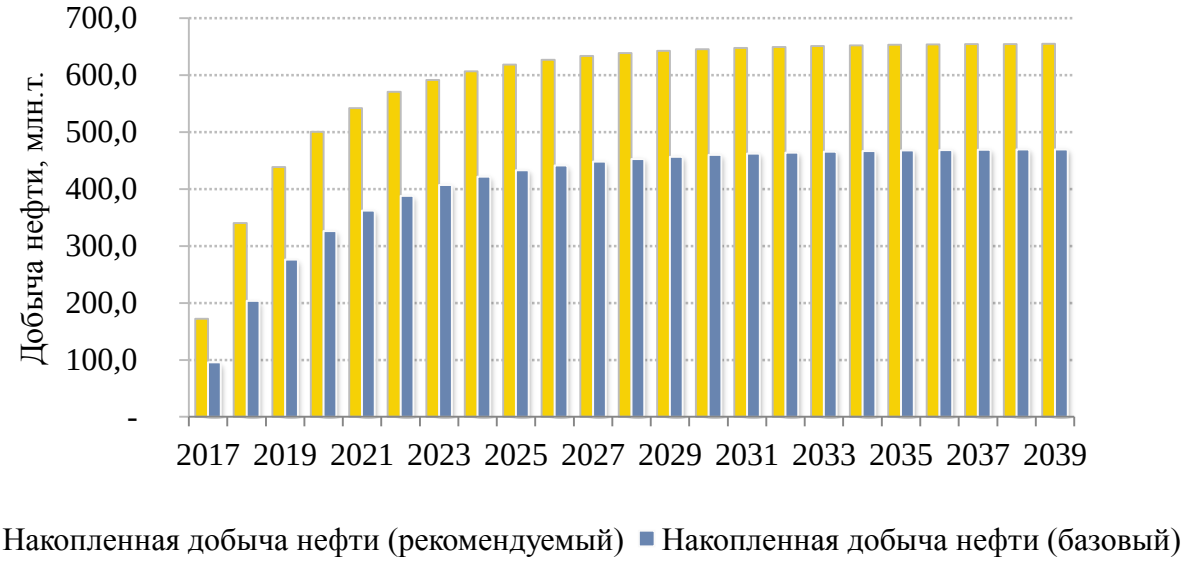


Рис. 2. Сравнение базового и рекомендуемого вариантов

Используя вышеуказанные зависимости, расчетный запускной дебит до обработки состояния 54 т/сут, после обработки – 103,4 т/сут для пласта ДЛ Тагульского месторождения.

Для расчета экономического эффекта от внедрения технологии парогазовой обработки выполняют расчет профиля добычи новой скважины на проектный срок эксплуатации.

Основные исходные данные для расчета:

- запускной дебит скважины (рассчитан выше);
- типовая характеристика вытеснения (для базового варианта принята в соответствии с утвержденным ПТД. Для варианта с парогазовой обработкой принята в соответствии с месторождениями-аналогами);
- запасы на скважины (приняты в соответствии с рейтингом бурения под утвержденный ПТД).

Таким образом, получаем прирост накопленной добычи в расчете на 1 скважину за 24 года разработки (рис. 2) 23 тыс. т нефти (на 39,5 % увеличение проектных показателей накопленных дебитов).

Список литературы

1. Рузин Л.М. Проблемы освоения месторождений высоковязких нефтей и битумов.
2. РузинЛ.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов.
3. Долгосрочное планирование разработки месторождений с учетом экономических параметров : метод. указания. № П1-01.03 М-0090.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Тагульского месторождения, май 2016 г.
5. Кравченко В.П., Погосов О.Ю., Абдул Хусейн А.Р. Влияние температуры горячей воды, закачиваемой в нагнетательные скважины, на добычу нефти.
6. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
7. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов . – М. : Недра, 1989. – 422 с.
8. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта : учеб. – Изд. 3. – М. : Недра, 1982. – 313 с.

УДК 622.276.2.001.573

SIGNIFICANCE OF MATHEMATICAL AND EXPERIMENTAL TEST'S SIMULATION OF COMPOSITIONAL FLOW (NANO FLUID FLOW AND ELECTROMAGNETIC HEATING) IN UNCONVENTIONAL OIL RESERVOIRS WITH CONCEPT DESIGN OF COMBINED EXPERIMENTAL TEST DEVICE *

Hossein Ebrahimi
Scientific adviser **Fedor A. Buryukin**, candidate of chemical sciences
Siberian Federal University

Abstract

Approximately, seventy percent of total approved and technically recoverable oil reservoirs are in form of unconventional form such as oil sand, Bitumen, heavy and extra heavy oils. numerical methods are commonly used in the petroleum industry to simulation reservoirs for optimize development plans for new fields and assist with operational and investment decisions. Understanding fluid flow, heat transfer, chemistry and geo-mechanics interaction are vital. Electromagnetic heating (EMH), water, gas and chemical injection are used in EOR method. The processes occurring in petroleum reservoirs are basically fluid flow and mass transfer. Gravity, capillary, and viscous forces all play a role in the fluid flow process. The model equations must account for all these forces, and should also take into account an arbitrary reservoir description with respect to heterogeneity and geometry. The differential equations are obtained by combining Darcy's law for each phase with a simple differential material balance for each phase. In this paper I discuss the importance of compositional fluid flow in EMH and Nano powder flooding environment and needs of combined mathematical simulation of compositional flow in reservoirs at different condition reviewed. A few number of tests apply in combined multi physical-chemical environment and I design the concept of ideal test equipment for future tests in laboratories.

Index Terms – reservoir simulation, fluid flood, enhance oil recovery (EOR), Steam-assisted gravity drainage (SAGD), Electromagnetic heating (EMH), COMSOL multi-physics software, Numerical methods, Flow in porous media.

1. Introduction

In EOR processes fluids that may not naturally occur in the reservoir are injected. The injected fluids alter the flow properties of the reservoir and promote oil production. Examples of high-risk developments are offshore produc-

© Ebrahimi Hossein, 2017

tion in deep water and oil production in the Arctic. To maximize the production and reduce the risks of failure of these projects, the oil industry increasingly relies on computational performance prediction and optimization tools, of which reservoir fluid flow simulation is an integral part. Efficiently and accurately solving the equations governing fluid flow in oil reservoirs is very challenging because of the complex geological environment and the intricate properties of crude oil and gas at high pressure. By reservoir simulation, the process of inferring the behavior of a real reservoir from the performance of a model of that reservoir. The model may be physical, such as a scaled laboratory model, or mathematical. By numerical model of the geological and petro physical characteristics of a hydrocarbon reservoir to analyze and predict fluid behavior in the reservoir over time. In its basic form, a reservoir simulation model consists of three parts: (A) a geological model in the form of a volumetric grid with cell/face properties that describes the given porous rock formation; (B) a flow model that describes how fluids flow in a porous medium, typically given as a set of partial differential equations expressing conservation of mass or volumes together with appropriate closure relations; and (C) a well model that describes the flow in and out of the reservoir, including a model for flow within the well bore and any coupling to flow control devices or surface facilities.

In mathematical simulation of compositional flow some basic differential equation explains in section of 2.1 and 2.2 which those show the effect of temperature and Nano powder on permeability, viscosity in pros medium. Italian team [12] showed in section of 2.1.1 and Shokrlu [4] showed 2.2.1 with Nano fluid by Ni 10 % increasing in oil recovery . This is brief History of Numerical Reservoir Simulation from 1950 to 1970, Study of dynamics of fluid flow and transport through porous media then from 1970 to 1980, Various reservoir simulators (black oil, compositional, thermal, dual porosity) based on the finite difference method, from 1980 to 1990, Commercial reservoir simulators (fully implicit method, fast solvers, EOS, vector computers) ,from 1990 to 2000, Workstation computer techniques, advanced GUIs, integration with geo-modeling, geomechanics, parallel computer techniques (PVM, MPI, clusters) , After 2000, Commercial unstructured grids simulators, large scale simulation on PC, new history matching and optimization techniques, new computer hardware (multiple cores, GPUs, Open MP, hybrid Open MP-MPI, blue gene).

The main objective is showing two main important issue in developing of reservoir. First, importance of mathematical simulation in two or more environments such as EMH and Nano flooding. Second, importance of laboratories tests in multi physic environment.

Carrizales [9] showed validity of the model which implemented in COMSOL multi physic for the simulation of the 2D heavy oil recovery by using EM heating. From these previous work and result, the new multi-functional equipment showed in section 3. This device has two main objectives, first one inves-

tigation of behavior of different floods at different physical environment and fluid properties, such as PVT (pressure-volume-temperature) on real sample. Second one is that after finishing the primary tests, the secondary tests on chemical and physical effect of these multi chemical and physical effects, should be carried out on sample.

2. Compositional flow

A typical flow in tertiary recovery or enhanced recovery is the compositional flow, where These involve complex chemical and thermal effects. One of the main objectives of these techniques is to achieve miscibility and thus eliminate residual oil saturation. Miscibility can be achieved by increasing temperature (Electromagnetic (EM) irradiation, at radiofrequency (RF) or microwaves (MW)) or by injecting other chemical species such as Nano powders, polymers, CO_2.

2.1. Nonisothermal (temperatures is not constant) flow

Thermal methods rely on several displacement mechanisms to recover oil, such as viscosity reduction, distillation, miscible displacement, thermal expansion, wettability changes, cracking, and lowered oil-water interfacial tension. For many applications, most important is the reduction of crude viscosity with increasing temperature. The governing equations are based on the displacement mechanisms of thermal methods: (a) reduction of crude viscosity with increasing temperature, (b) change of relative permeabilities for greater oil displacement, (c) vaporization of connate water and of a portion of crudes for miscible displacement of light components, and (d) high temperatures of fluids and rock to maintain high reservoir pressure. They can model the following important physical factors and processes: (1) viscosity, gravity, and capillary forces, (2) heat conduction andconvection processes, (3) heat losses to overburden and underburden of a reservoir, (4) mass transfer between phases, (5) effects of temperature on the physical property parameters of oil, gas, and water, (6) rock compression and expansion. We assume that the chemical components form at most three phases (e.g., water, oil, and gas), Nc chemical components may exist in all three phases, and diffusive effects are neglected. Let φ and k denote the porosity and permeability of a porous medium $\subset$ R3, and let Sα, μα, pα, uα, and krα be the saturation, viscosity, pressure, volumetric velocity, and relative permeability, respectively, of the α-phase, α = w, o, g. Also, let ξiα represent the molar density of component i in the α-phase, i = 1, 2, . . . , Nc, α = w, o, g.

The molar density of phase α is given by

$$\xi_\alpha = \sum_{i=1}^{Nc} \xi_{i\alpha} \text{ ,} \alpha = w, o, g, \quad (1)$$

The mole fraction of component i in phase α is then defined by

$$\mathrm{xi}\alpha = \frac{\xi \mathrm{i}\alpha}{\xi\alpha}, \mathrm{i} = 1, 2, \ldots, \mathrm{Nc}, \alpha = \mathrm{w}, \mathrm{o}, \mathrm{g}, \quad (2)$$

The total mass is conserved for each component:

$$\frac{\partial}{\partial \mathrm{t}} \sum_{\alpha=\omega}^{g} \mathrm{x_{i\alpha}} \xi_\alpha \mathrm{S}_\alpha + \nabla . \sum_{\alpha=\omega}^{g} x_{i\alpha} \xi_\alpha \mathrm{U}_\alpha = \sum_{\alpha=\omega}^{g} x_{i\alpha} \mathrm{q}_\alpha, \mathrm{i} = 1, \ldots, \mathrm{Nc}, \quad (3)$$

where qα stands for the flow rate of phase α at the wells, the volumetric velocity uα is given by Darcy's law:

$$\mathrm{U}_\alpha = -\frac{1}{\mu_\alpha} K \mathrm{K_{r\alpha}} (\nabla \mathrm{p}_\alpha - p_\alpha \vartheta \varrho \wp \nabla_\alpha), \alpha = \mathrm{w}, \mathrm{o}, \mathrm{g}, \quad (4)$$

where ρα is the mass density of the α-phase, $\wp$ is the magnitude of the gravitational acceleration, and z is the depth. The energy conservation equation takes the form the overall energy balance equation is (Lake, 1989)

$$\frac{\partial}{\partial \mathrm{t}} \left(\phi \sum_{\alpha=\omega}^{g} \rho_\alpha \mathrm{S}_\alpha \mathrm{U}_\alpha + (1 - \phi) \rho_\mathrm{s} \mathrm{C_s T} \right), \quad (5)$$

$$+ \nabla . \sum_{\alpha=\omega}^{g} \rho_\alpha \mathrm{U}_\alpha \mathrm{H}_\alpha - \nabla . (\mathrm{K_T} \nabla \mathrm{T}) = \mathrm{q_c} - \mathrm{q_L}, \quad (6)$$

where T is the temperature, Uα and Hα are the specific internal energy and enthalpy of the α-phase (per unit mass), ρs and Cs are the density and the specific heat capacity of the solid, kT represents the total thermal conductivity, qc denotes the heat source item, and Ql indicates the heat loss to overburden and underburden.

2.1.1. Related EMH experimental test

Nowadays Steam-assisted gravity drainage (SAGD), is practical and many companies use this method. Matteo Bientinesi and his team [12] showed, Electromagnetic irradiation through downhole antennae can be a suitable method for in situ heating of reservoirs. They present a novel design for the downhole electromagnetic heating of oil sand/heavy oil reservoir, including a tight shell made of low lossy material inserted in the surrounding of the well containing the radiating antenna. Preliminary numerical simulation performed with a simplified model showed that the presence of a tight shell could help to reach uniform heating of large volumes of reservoir avoiding the risk of high temperatures at the wellbore, and making the recovery method much less sensitive to local dielectric properties of the reservoir materials.



Fig. 1. Experimental set-up, RF antena.
A radiofrequency/microwave heating method
for thermal heavy oil recovery based on a novel tight-shell
conceptual design Matteo Bientinesi and his team, ITALY [12]

2.2. Chemical flooding

The governing differential equations for the chemical compositional model consist of a mass conservation equation for each chemical component, an energy equation, Darcy's law, and an overall mass conservation or continuity equation for pressure. These equations are developed under the following assumptions: local thermodynamic equilibrium, immobile solid phase, Fickian dispersion, ideal mixing, slightly compressible soil and fluids, and Darcy's law. We consider the general case where Nc chemical components form Np phases. Let φ and k denote the porosity and permeability of a porous medium ⊂ R3, and let ρα, Sα, μα, pα, uα, and $K_{r\alpha}$ be the density, saturation, viscosity, pressure, volumetric velocity, and relative permeability, respectively, of theα phase,α = 1, 2, . . . , Np. The mass conservation for component i is expressed in terms of the overall concentration of this component per unit pore volume:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi \tilde{C}_i \rho_i\right) = -\nabla \cdot \left(\sum_{\alpha=1}^{N_p} \rho_i [C_{i\alpha} \quad U_\alpha - D_{i\alpha} \nabla \quad C_{i\alpha}]\right) + \quad q_{i\,,} \tag{7}$$

for i = 1, 2, . . . , Nc, where the overall concentration $\tilde{C}_i$is the sum over all phases, including the adsorbed phases:

$$\tilde{C}_i = \left(1 - \sum_{j=1}^{N_{cv}} \hat{C}_j\right) \sum_{\alpha=1}^{N_p} S_\alpha C_{i\alpha} \quad + \quad \tilde{C}_i \text{ ,i = 1, 2, . . . , Nc,} \tag{8}$$

$N_{cv}$is the total number of volume-occupying components (such as water, oil, surfactant, and air); $\tilde{C}_i$, ρi, and qi are the adsorbed concentration, mass density, and source/sink term of component i ;and $C_{i\alpha}$ and $D_{i\alpha}$ are the concentration

and diffusion-dispersion tensor, respectively, of component i in phase α. The volumetric velocity uα is given by Darcy's law

$$\mathrm{U}_{\alpha} = -\frac{1}{\mu_{\alpha}} K \mathrm{K}_{\mathrm{r}\alpha}(\nabla \mathrm{p}_{\alpha} - p_{\alpha}\vartheta \varrho_{\wp} \nabla_{\alpha}), \tag{9}$$

where$\wp$ is the magnitude of the gravitational acceleration and z is the depth. The energy conservation equation reads

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi \sum_{\alpha=1}^{\mathrm{N_p}} \rho_{\alpha} S_{\alpha} U_{\alpha} + (1-\phi)\rho_s C_s T)\right) + \nabla . \sum_{\alpha=1}^{\mathrm{N_p}} \rho_{\alpha} U_{\alpha} H_{\alpha} - \nabla . (K_T \nabla T) = q_c - q_{L,} \tag{10}$$

where T is the temperature, U_{α} and Hα are the specific internal energy and the enthalpy of the α-phase (per unit mass), ρ_s and C_s are the density and the specific heat capacity of the solid, K_T represents the total thermal conductivity, qc denotes the heat source item, and qL indicates the heat loss to overburden and underburden.

2.2.1. Related nanofluid experimental test

Reduction of viscosity is the essential element of in-situ production recovery of heavy oil/bitumen. The steam stimulation technique is one of the most commonly applied thermal methods but this technique is costly due for several reasons including the cost of the gas required to generate steam, infrastructure, operational costs, and environmental effects. Hence, the reduction of the steam-oil-ratio is a main target in steam applications and this can be achieved by improving recovery or by reducing the steam amount and thereby cost. The important factor that should be considered is the reservoir permeability. Transportation of particles in very tight reservoirs might be challenging.

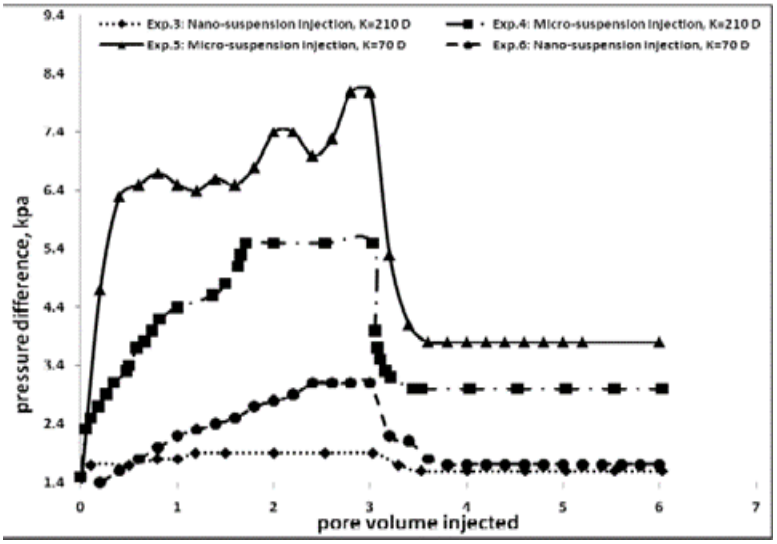


Fig. 2. Comparison of pressure drop

The graph illustrates the effect of particles' size and permeability on the injectivity. Micro-suspension needs more pressure for injection than the Nano-suspension and viscosity depends on the size of particles. Large particles require more concentrations of polymer for stabilization.

The changes in asphaltene content and the viscosity of the heavy oil confirm the catalytic effect of the nickel nanoparticles on the in-situ upgrading of heavy-oil Nickel nanoparticles improved the recovery of the steam stimulation process by 10 % [4].

3. Ideal experimental tests equiepment concept

Because of needs results from combined experimental tests, I design schematic concept of this multifunction device for having test in laboratories in near reality condition of oil reservoirs with additional factors like chemical flooding and EMH system which apply by oil companies in EOR process.

This Experimental test equipment consist different parts. a: Injection system for simulating water and vapor injection in different temperature. b: Gas injection system, such as CO2, N2, CH4. c: injection system for different kind of Chemical substances such as Polymer, Nano powders like Si, Al, Cu and Fe. d: First cube system for safety system. e: Inner cube consist real core sample which comes from drilling in oil fields such as oil sand, shale, extra heavy oil and heavy oil. f: EMH and cooling system when the radio frequency in different frequencies applied by antenna to sample. g: Controlling and data gathering system by computer which consist different kind of thermal, Pressure and vibration sensors and camera. h: Recovered oil storage in tank and then used for further chemical and physical tests.

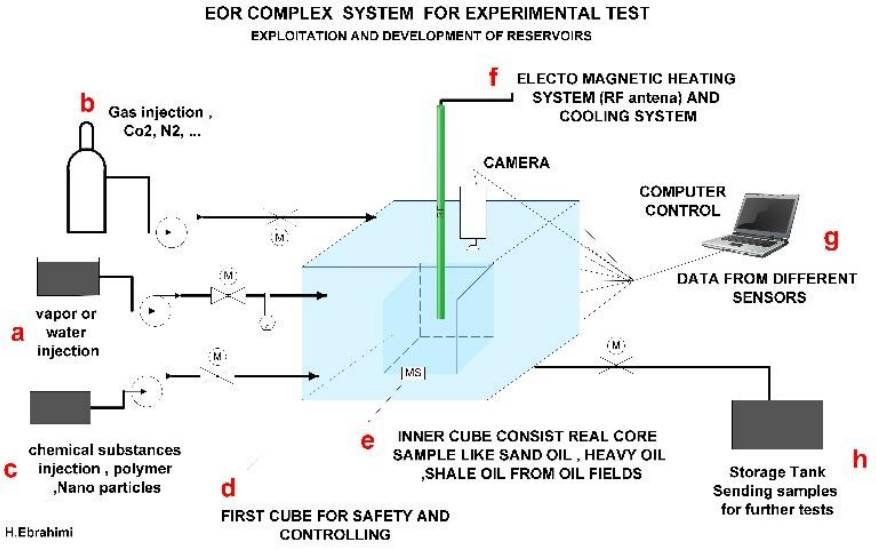


Fig. 3. Concept draw of EOR complex system for experimental tests

Conclusion

In EOR process, most of companies use combined methods, because combination of methods showed the significant cost reduction in compare of single methods. the Mathematical simulation with help of data analyzing and comparing the results with experimental tests results has important role in development and exploitation of oil and gas fields. A number of experimental and mathematical theories conducted on compositional fluid flow but a few experimental and mathematical investigation applied on issue of combine experimental tests on Nano powder flooding and electromagnetic heating (EMH) together. Some software such as COMSOL multi physic provide different physical and numerical environment for simulation in small scale for researcher. Also More combined two dimensional environments should design for comparing experimental tests results with combined numerical simulation.

References

1. Myron B. Alien. Numerical modelling of multiphase flow in porousmedia, Department of Mathematics, University of Wyoming.
2. X.-L. Zheng, Z.-F. Liu, X.-H. Wang and A.-F. Shi" Calculating the internodal transmissibilities using finite analytic method and its application for multi-phase flow in heterogeneous porous media" Department of Thermal Science and Energy Engineering, University of Science and Technology of China, DOI: 10.1002/nag. 2547.
3. Xi Chen, Guoxin Cao, Aijie Han, Venkata K. Punyamurtula, Ling Liu, Patricia J. Culligan, Taewan Kim, and Yu Qiao Nanoscale Fluid Transport, Department of CiVil Engineering and Engineering Mechanics, Columbia University.
4. Y. Hamedi Shokrlu, T. Babadagli, Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil, University of Alberta.
5. Zhangxin Chen, Guanren Huan, Yuanle Ma. Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media, Southern Methodist University Dallas, Texas.
6. Knut-Andreas Lie, Bradley T. Mallison. Mathematical Models for Oil Reservoir Simulation, DOI: 10.1007/978-3-540-70529-1_277.
7. Margot G. Gerritsen, Louis J. Durlofsky. MODELING FLUID FLOW IN OIL RESERVOIRS, Department of Petroleum Engineering, Stanford University,doi:10.1146/annurev. fluid. 37.061903.175748.
8. N. Guy, G. Enchéry, G. Renard. Numerical Modeling of Thermal EOR: Comprehensive Coupling of an AMR-Based Model of Thermal Fluid

Flow and Geomechanics, IFP Energies nouvelles, France, DOI: 10.2516/ogst/2012052.

9. M. Carrizales, Larry W. Lake. Two-Dimensional COMSOL Simulation of Heavy-Oil Recovery by Electromagnetic Heating, The University of Texas at Austin.

10. Hendraningrat L. Improved oil recovery by nanofluids flooding, Norwegian university of science and technology.

11. Teng Lu, Zhaomin Li, Yan Zhou and Chao Zhang. Enhanced oil recovery of low permeability cores by SiO2 nanofluid, China University of Petroleum.

12. Matteo Bientinesi, Luigi Petarca, Alessandro Cerutti, Mauro Bandinelli, Michela De Simoni, Matteo Manotti, Giuseppe Maddinelli. A radiofrequency/microwave heating method for thermal heavy oil recovery based on a novel tight-shell conceptual design, onsorzio Polo Tecnologico Magona, via Magona, Cecina, Italy.

13. Zhangxing Chen. Modeling and Simulation for Multiphase Flow in Petroleum Reservoirs, University of Calgary.

Nomenclature

Nc	components
u	volumetric velocity
Φ	porosity
kr	relative permeability
K	permeability
ξi	molar density
S	saturation
Z	depth
μ	viscosity
qc	heat source
p	pressure
qL	heat loss
$\wp$	the magnitude of the gravitational acceleration

УДК 622.276.53

УВЕЛИЧЕНИЕ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА УЭЦН ЗА СЧЕТ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ПЛАСТА ЯК 3-7 ТЕХНОЛОГИЕЙ SECURESC2020

А.В. Федоров
Научный руководитель **А.В. Бояршинов**, заместитель начальника ЦДНГ по геологии ООО «РН-Ванкор»
Сибирский федеральный университет

Актуальность проблемы

Проблемы, вызываемые высоким выносом песка:

- высокий износ оборудования;
- снижение проницаемости пласта;
- снижение качества подготовки нефти.

Причины высокого выноса песка:

- терригенный коллектор, представленный слабоуплотненным песчаником;
- высокие депрессии на забое.

Цель и задачи проекта

Цель: увеличение средней наработки на отказ УЭЦН за счет крепления призабойной зоны скважин пласта ЯК 3-7 технологией SECURESC2020.

Задачи:

1. Анализ применения технологии на других месторождениях;
2. Прогнозирование эффекта за счет результатов, полученных на других месторождениях;
3. Анализ данных КВЧ и СНО по скважинам, пробуренным в ЯК 3-7;
4. Выявление зависимости СНО от КВЧ по результатам анализа;
5. Прогнозирование эффекта мероприятия за счет выявленной зависимости;
6. Обоснование экономической эффективности применения технологии SECURE SC2020.

Знакомство с технологией SECURESC2020

Технология закачки SECURE SC2020:

- закачка нефтяной оторочки;
- закачка реагента SECURE, смешанного с нефтью;
- продавка реагента нефтью;
- время на реакцию отвердевания (72 ч) [1, с. 4; 3, с. 11].

Обоснование эффективности применения данной технологии в сравнении с забойным фильтром.

© Федоров А.В., 2017

Применение опыта других месторождений

Так, в 2012 г. на Приразломном месторождении компании НК-Роснефть было проведено крепление слабосцементированной призабойной зоны скважин № 965 и № 5691 при помощи закачки фенолрезорциноформальдегидных смол. Данная технология является аналогом по принципу ее действия, а пласт, в который закачивали реагент, по свойствам схож с пластом ЯК 3-7, терригенный и представлен слабосцементированным песчаником. В табл. 1 приведены результаты проведения мероприятия по креплению призабойной зоны скважин на Приразломном месторождении.

В 2013 г. на Барсуковском месторождении компании НК-Роснефть была применена технология SECURESC2020.[2] Средние результаты применения технологии на семи скважинах месторождения приведены в табл. 2.

На Ванкорском месторождении данная технология применена на скважине № 192, пробуренной в пласт ЯК 3-7 и подверженной высокому выносу песка. На основе табл. № 2 методом пропорции можно посчитать ожидаемое СНО и КВЧ после применения технологии SECURESC2020 в скважине № 192. Результаты расчета приведены в табл. 3.

Таблица 1

Результаты крепления призабойной зоны скважин на Приразломном месторождении

Скважина	До крепления призабойной зоны		После крепления призабойной зоны	
	КВЧ, мг/л	СНО, сут	КВЧ, мг/л	СНО, сут
965	700	60	400	230
5691	1 300	100	800	150

Таблица 2

Результаты крепления призабойной зоны скважин на Барсуковском месторождении

До крепления призабойной зоны		После крепления призабойной зоны	
КВЧ, мг/л	СНО, сут	КВЧ, мг/л	СНО, сут
230	50	122	88

Таблица 3

Данные прогноза по скважине №192

Скважины Барсуковскго месторождения			
до крепления призабойной зоны		после крепления призабойной зоны	
КВЧ, мг/л	СНО, сут	КВЧ, мг/л	СНО, сут
230	50	122	88
Скважина № 192 Ванкорского месторождения			
КВЧ, мг/л	СНО, сут	КВЧ, мг/л	СНО, сут
600	292	320	511

Прогнозируя параметры методом пропорции относительно данных, полученных на скважинах Барсуковского месторождения, можем видеть, что показатель КВЧ уменьшится в 1,88 раз, а СНО увеличится в 1,76. Это достаточно хорошие показатели, достигнув которые мы бы получили значительное сокращение затрат на КРС и простои скважины.

Прогноз эффекта мероприятия на основе зависимости СНО от КВЧ

Для анализа и выявления зависимостей были взяты скважины как с низким, так и с высоким выносом песка. В табл. 4 приведены все анализируемые параметры по скважинам.

Таблица 4

Данные по скважинам для выявления зависимости СНО от КВЧ

Скважина	Год ввода в эксплуатацию	Количество КРС	СНО, сут	Среднее КВЧ, мг/л
980	2015	1	730	241
735	2011	2	1095	224
192	2013	5	292	600
639	2011	6	365	825
736	2011	7	313	633

По данным табл. 4 строим график зависимости СНО от КВЧ (рис. 1).

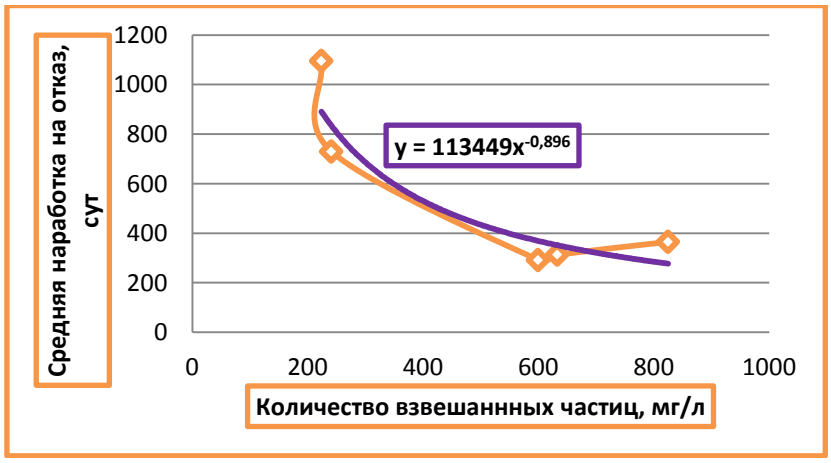


Рис. 1. Зависимость СНО от КВЧ

Далее была выведена формула степенной зависимости линии тренда:

$$y = 113449x^{-0,896}, \quad (1)$$

где y – СНО, сут; x – КВЧ, мг/л.

Так как на данный момент после закачки SECURESC2020 скважина № 192 отработала уже около 4 месяцев, то по ней известны новые параметры КВЧ. Применяя эти данные, а также уравнение (1), можно найти ожидаемое СНО. Результат применения технологии на скважине № 192 представлен в табл. 5.

Таблица 5

Результаты применения технологии SECURESC2020 на скважине №192

Скважина № 192 Ванкорского месторождения			
до крепления призабойной зоны		после крепления призабойной зоны	
Среднее КВЧ, мг/л	СНО, сут	Среднее КВЧ, мг/л	СНО, сут
600	292	450	477

В итоге получили уменьшение КВЧ в 1,33 раза и увеличение СНО в 1,63 раза.

Обоснование экономической эффективности

На основе расчетов была рассчитана экономическая эффективность проведения данного мероприятия, все данные представлены в табл. 6. Общая сумма затрат без проведения данной технологии составляет 6,6 млн руб. ежегодно. На рис. 2 изображена сравнительная диаграмма суммарных затрат в случае внедрения технологии и без нее.

Таблица 6

Результат расчета экономической оценки внедрения

С внедрением технологии SECURE SC2020											
Время, год	Количество КРС за год *n*	Стоимость работы бригады КРС, руб/ч	Среднее время работы бригады КРС, ч	Затраты на КРС млн руб/год	Средний дебит скважины по нефти, т/сут	Время простоя скважины, сут	Потеря добычи нефти, т	Цена на нефть, руб/т	Затраты от потери добычи нефти, млн руб.	Затраты на закачку реагента, млн руб.	Общая сумма затрат, млн. руб.
2017	1	17 000	96	1,63	40	7,32	292,8	22 800	6,67	3,88	12,18
2018	1		120	2,04		5	200		4,56	0	6,6
2019	0		0	0		0	0		0	0	0

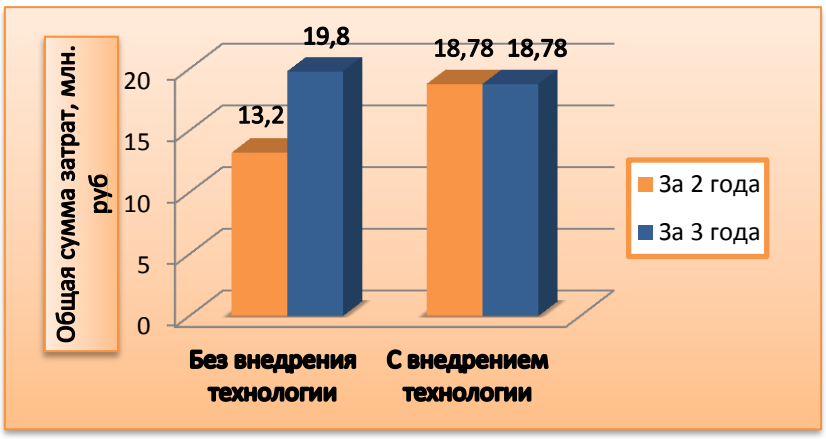


Рис. 2. Сравнительная диаграмма суммарных затрат

Выводы

1. ТехнологияSECURESC2020 позволяет уменьшить вынос песка из скважин в 1,33 раза, тем самым увеличивая СНО насосов в 1,63 раза.

2. Уменьшение КВЧ повлечет за собой увеличение износостойкости не только насосов, но и вообще всего оборудования.

3. Менее чем через 3 года применение технологии принесет экономическую выгоду в размере 1,02 млн руб. за счет увеличения СНО насоса.

4. Внедрив повсеместное использование SECURE на подобных скважинах, мы будем наращивать экономический эффект.

Список литературы

1. Нескин В.А., Ефимов Н.Н., Лыков О.П. Исследование состава на основе кремнийорганического полимера для крепления призабойной зоны пласта. – М. : ГУП Изд-во «Нефть и газ», 2014. – 9 с.

2. Сувернев С.П. Опыт применения химреагентов компании Champion Technologies на нефтепромыслах ТНК-ВР // Инженерная практика. 2015. – 6 с.

3. Шевелев П.В. Химическое связывание слабосцементированной породы SECURESC 2020 // Презентация компании Nalco Champion, 2011. – 19 с.

УДК 558

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОТЛОЖЕНИЕМ С ПОМОЩЬЮ СТАНДАРТНОЙ ПРОГРАММЫ EXCEL

А.А. Копленко
Научный руководитель **Л.И. Свиридов**, канд. геол.-минерал. наук
Сибирский федеральный университет

Каждая учебная карта составлена для листа (трапеции) международной геодезической разграфки соответствующего масштаба.

В комплекте с картой помещаются стратиграфическая колонка (слева от карты), условные обозначения (справа) и геологический разрез по линии, нанесенной на карту (снизу). В случае горизонтального залегания отложений приводятся также колонки картировочных скважин, пробуренных на площади карты. На геологических картах дочетвертичные скальные, полускальные и рыхлые отложения, образующие слои определенного состава, изображены по возрастному (стратиграфическому) признаку.

Каждое стратиграфическое подразделение состоит из нескольких (иногда из десятков и сотен) слоев. Но в случае параллельности и горизонтальности границ каждого из слоев границы стратиграфических подразделений также являются параллельными между собой и горизонтальными.

Признаки горизонтального залегания пород:

- подобие либо совпадение стратиграфических границ (черные линии) и горизонталей рельефа (коричневые линии). Исключение составляют участки изменения мощностей стратиграфических подразделений или места нарушения горизонтальности их залегания, в этих случаях стратиграфические подразделения и горизонтали пересекаются;
- угловато-овальный рисунок стратиграфических границ, аналогичный рисунку горизонталей рельефа;
- примерно одинаковые (фиксированные) высотные отметки подошвы и кровли стратиграфических подразделений, вследствие чего площадное распространение их определяется рельефом местности;
- самые древние дочетвертичные отложения вскрываются в долинах рек, а самые молодые – на возвышенностях.

Самостоятельно или с помощью преподавателя выбирается линия разреза длиной 15–16 см так, чтобы на него попадали и самые древние, и самые молодые породы района. Вдоль этой линии делают выкопировку на кальку и строят разрез, как указано. Вертикальный масштаб разреза можно увеличивать в 10–20 раз, если мощности стратиграфических подразделений относи-

© Копленко А.А., 2017

тельно малы и без искажения вертикального масштаба их невозможно построить. Составленная и раскрашенная выкопировка на кальке, а также законченный и раскрашенный разрез на миллиметровке вклеивают в альбом.

Над картой указывают порядковый номер и название лабораторной работы, над разрезом делают надпись (разрез по линии А-Б), а под ним проставляют вертикальный и горизонтальный масштабы. Справа от карты (и разреза) помещают условные обозначения: указывают стратиграфические горизонты, раскрашенные принятыми цветами, и стратиграфические индексы. Правильность построения разреза и оформления работы проверяет преподаватель, после чего ставит оценку.

Работа выполняется в следующей последовательности:

1. Построение геологической карты в Excel.

Для того чтобы построить карту, выбираем на панели «иллюстрации» → «фигуры»→ →«кривая» (рис.1).

В итоге строится геологическая карта, как изображено на рис. 2.

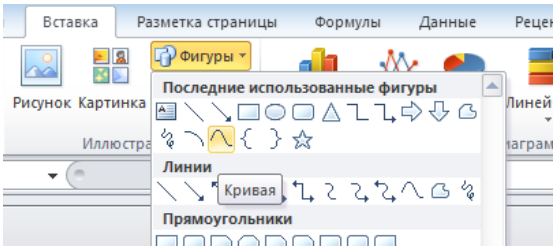


Рис. 1

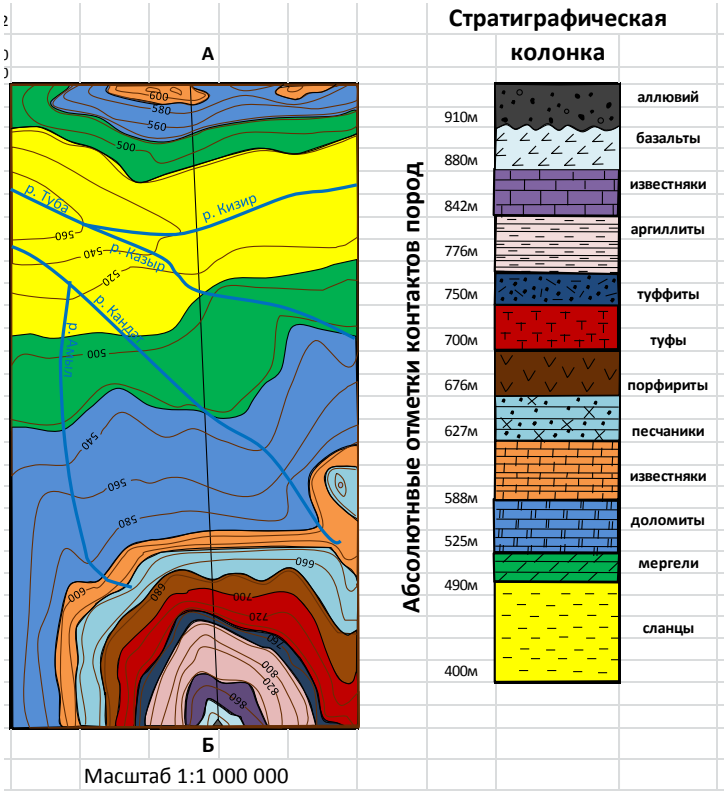
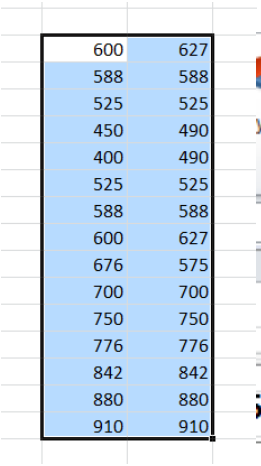


Рис. 2

2. Построение геологического разреза с горизонтально залегающими отложениями по линии А-Б.

Для построения геологического разреза выбираем линию разреза. Затем необходимо ввести данные высотных отметок кровли и подошвы структурных подразделений исходя из стратиграфической колонки. Кроме этого, нам необходимо взять в точках пересечения линий разреза с горизонталями рельефа. В первую колонку вводим данные высотных отметок кровли и подошвы, в соседнюю колонку – высоты в точках пересечения геологического разреза и горизонталей разреза (рис. 3). Далее выделяем эти колонки и выбираем на панели «диаграммы» →«поверхность» (рис. 4). В итоге мы получим рельеф поверхности по линии разреза А-Б (рис. 5).



600	627
588	588
525	525
450	490
400	490
525	525
588	588
600	627
676	575
700	700
750	750
776	776
842	842
880	880
910	910

Рис. 3

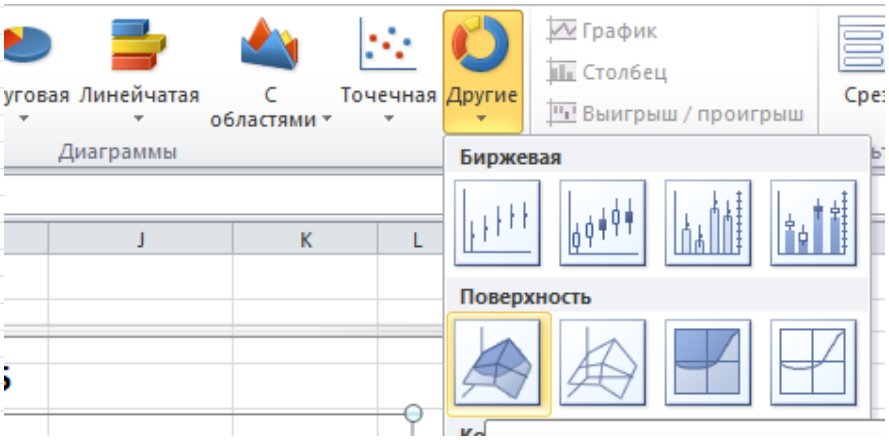


Рис. 4

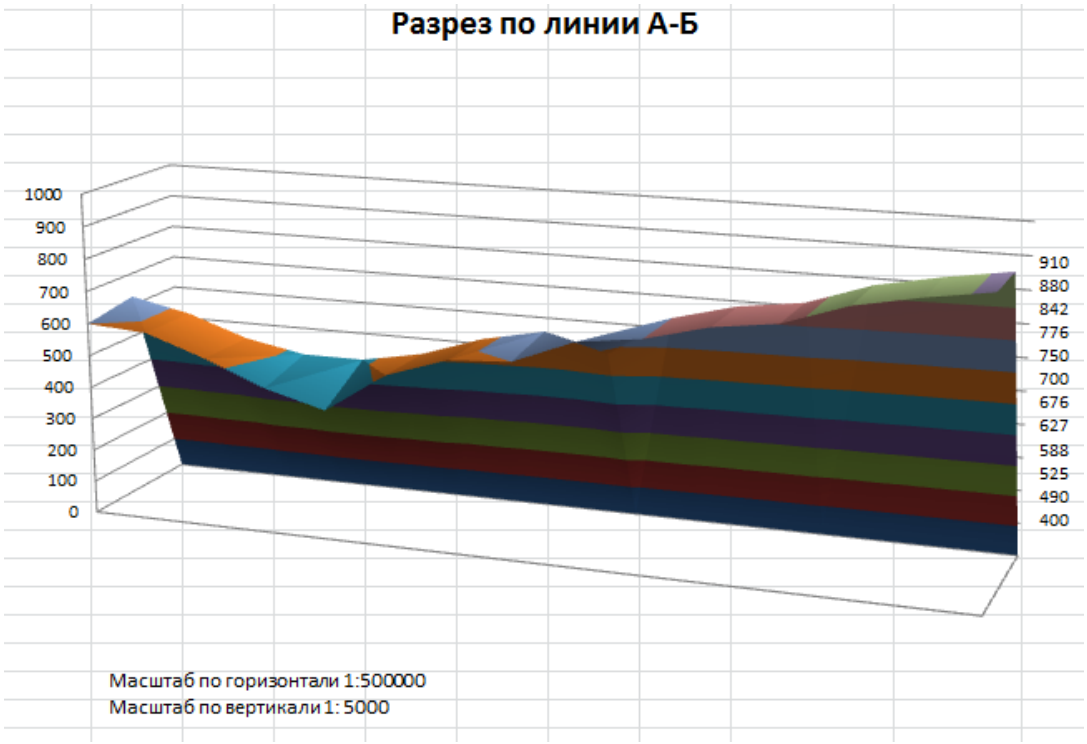


Рис. 5

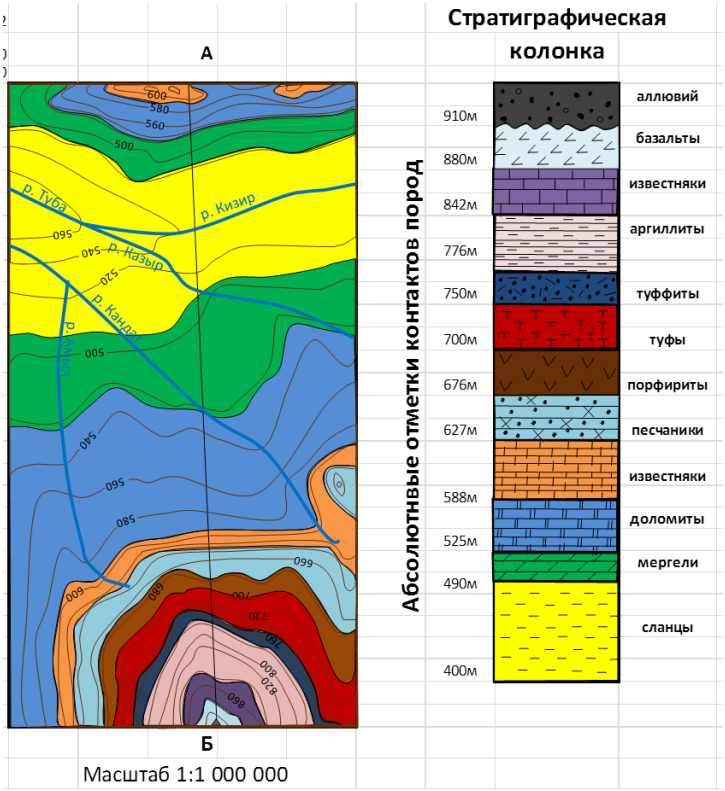


Рис. 6

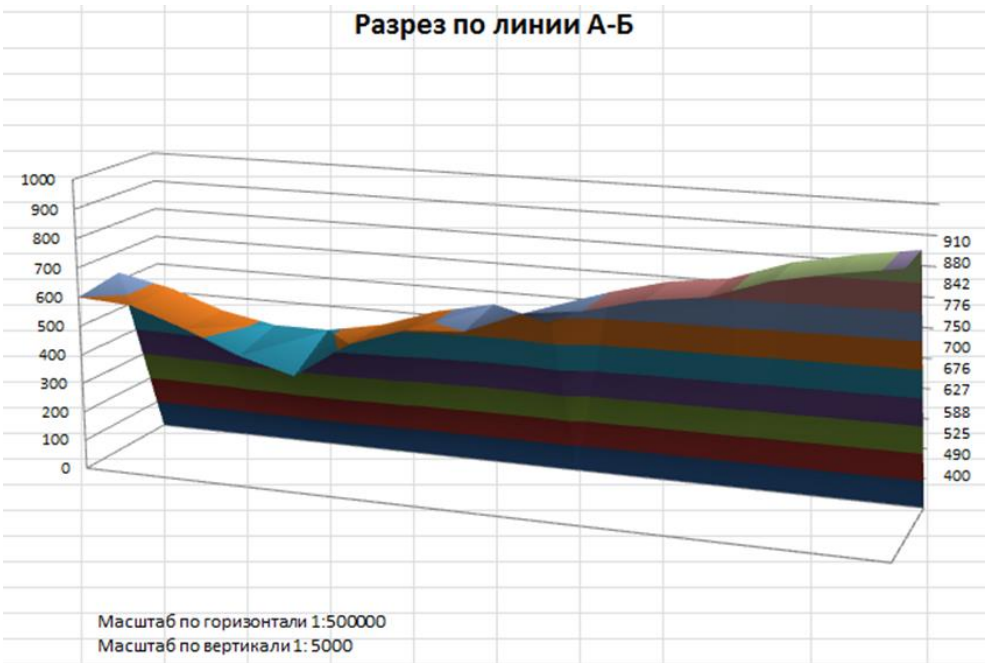


Рис. 7

3. Оформление работы (рис. 6, 7).

Список литературы

1. Свиридов Л.И. Структурная геология. – Красноярск : ИПК СФУ, 2012. – 63 с.

УДК 622.276.031

МЕТОД РАСЧЁТА ВЯЗКОСТИ НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ ДЛЯ НЕФТЕЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

В.А. Ломпик
Научный руководитель **Н.Г. Квеско**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

Со строительством нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан резко вырос интерес к геологическому изучению и добыче нефти на лицензионных участках в Иркутской области, так как появилась возможность реализовать данную нефть.

Уже приобретено множество лицензионных участков, к тому же ежегодно государственными органами проводятся аукционы по продаже новых участков недр. При этом главной особенностью данных участков является их низкая изученность.

При проектировании разработки месторождения ключевыми факторами являются извлекаемые запасы месторождения и стартовые дебиты нефти. Стартовые дебиты нефти, в свою очередь, зависят как от свойств пласта (проницаемость, мощность), так и свойств самого флюида – вязкости, объемного коэффициента. Но так как проектирование разработки происходит в условиях низкой изученности, в большинстве случаев свойства нефти остаются неизвестными. Таким образом, точное определение вязкости в пластовых условиях является важнейшей задачей при проектировании разработки, так как вязкость может варьироваться в широких пределах (табл. 1).

Таблица 1

Вариативность вязкости и объемного коэффициента по данным государственного баланса запасов

Показатель	Среднее значение по региону	Среднее абсолютное отклонение	Среднее относительное отклонение
Вязкость в пластовых условиях	4,02	2,88	0,72
Объемный коэффициент	1,28	0,10	0,08
Плотность	0,85	0,02	0,02

Существует несколько способов определить вязкость в пластовых условиях с определенной точностью.

© Ломпик В.А., 2017

Лабораторные исследования – наиболее точный способ определения свойств пластовых флюидов, однако данный способ сложный и дорогой: должны соблюдаться определенные условия отбора, хранения, транспортировки проб, а также условия проведения эксперимента, нередко получается так, что пробы признаются некондиционными. К тому же результатов лабораторного определения свойств флюидов можно ожидать вплоть до двух лет. В условиях когда нужно планировать обустройство, логистику на несколько лет вперед, время ожидания результатов исследования может иметь критическое значение.

Принять свойства пластового флюида по аналогии – способ, часто используемый при проектировании разработки на месторождениях с низкой изученностью. В данном случае делается допущение, что свойства нефти схожи со свойствами нефти соседних месторождений тех же пластов, а иногда даже других пластов. При таком подходе существует вероятность ошибки в несколько раз, так как свойства нефти на соседних месторождениях даже для одних и тех же пластов могут резко отличаться. Примером могут послужить Северо-Даниловское и Игнялинское месторождения, где для Осинского горизонта на ГБЗ вязкость для нефти принята 1,8 сПз и 3,3 сПз соответственно, а расстояние между месторождениями порядка 30 км (рис. 1).

Есть еще один способ определить вязкость нефти в пластовых условиях – пересчитать по эмпирическим корреляциям с другими параметрами: газосодержанием, давлением насыщения, плотностью нефти в поверхностных условиях и молекулярной массой газа в поверхностных условиях.

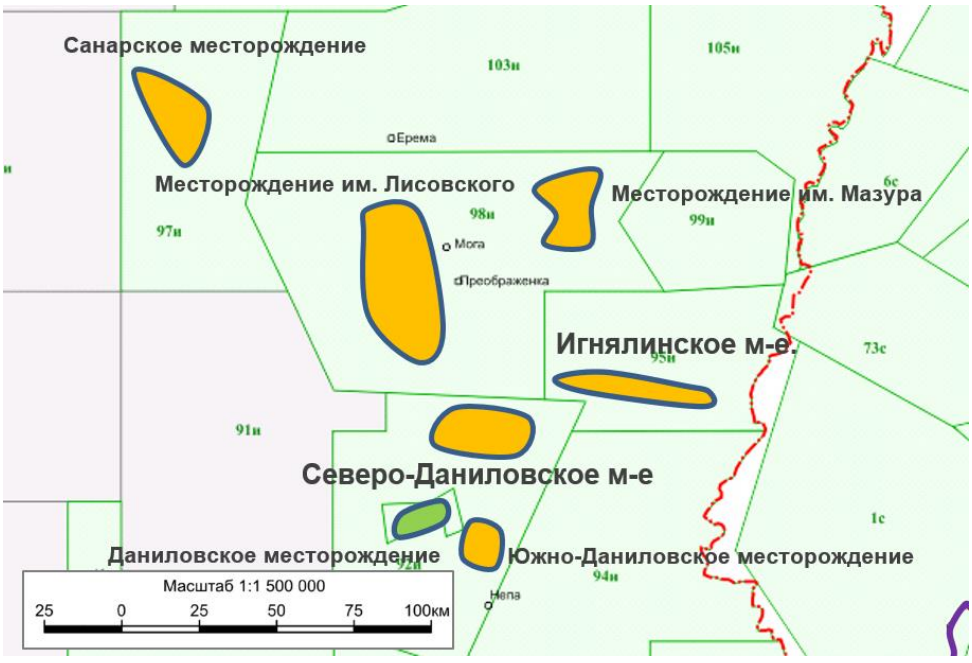


Рис. 1

Существует множество таких корреляций [1, 2, 3]: Стэндинга, Беггса–Робинсона, Била, Васкеза–Беггса, Гиматудинова. Однако все эти корреляции требуют достаточно широкого круга исходных данных и основаны на статистике по нефтям других регионов: Калифорнии, Техаса, Западной Сибири [4] – соответственно могут не совсем отображать природу нефтей Иркутской области.

К тому же при расчете стартового дебита методом, описанным в работе [5], используются следующие свойства нефти: плотность, вязкость, объемный коэффициент, давление насыщения, которые при стохастическом расчете не всегда соответствуют друг другу и общепринятому представлению о нефтях. Так, при случайном «выбрасывании» значений могло получиться, что при высокой плотности могла быть низкая вязкость.

Таким образом, была поставлена задача определить зависимость и внедрить её в форму по расчёту стартового дебита. Целью было найти зависимость двух величин (вязкость, объемный коэффициент) от двух других (плотность, давление насыщения), что позволило бы снизить неопределенность при расчете стартового дебита стохастическим методом [5].

Для выявления зависимости использовалась имеющаяся статистика на основе лабораторных исследований по нефтям Иркутской области. При решении задачи по поиску зависимости была разработана собственная схема для расчёта вязкости в пластовых условиях и объемного коэффициента (рис. 3), отличающаяся от схемы авторов [1, 2, 3] (рис. 2).

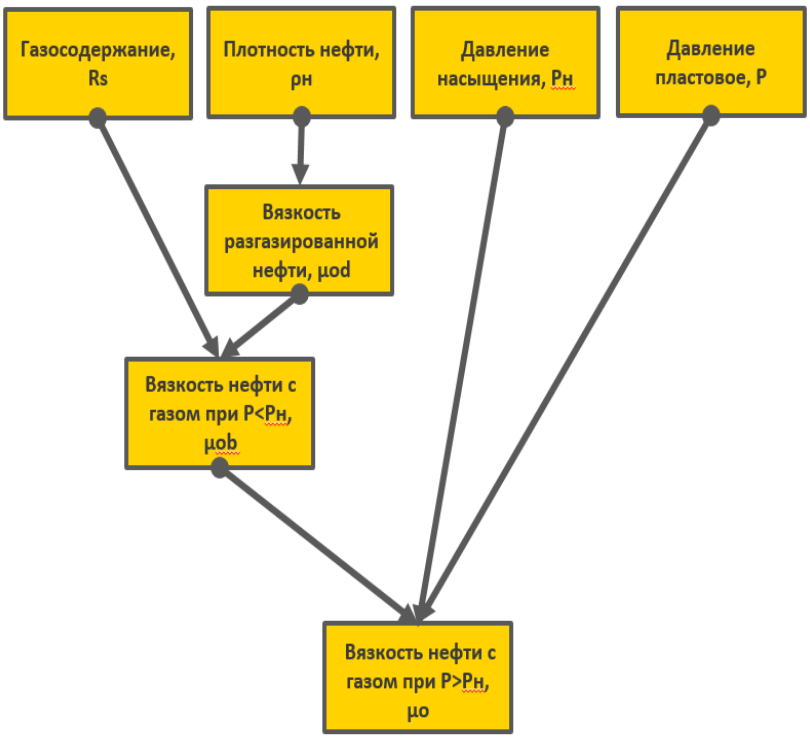


Рис. 2. Схема расчета вязкости нефти
в пластовых условиях авторами [1, 2, 3]



Рис. 3. Предлагаемая схема расчета вязкости нефти в пластовых условиях

Изначально при работе со статистическими данными была установлена зависимость вязкости нефти в пластовых условиях от плотности нефти в пластовых условиях (рис. 4).

Исходя из величины достоверности аппроксимации, равной 0,96, был сделан вывод о наличии сильной зависимости. Таким образом, следующей задачей стал поиск плотности нефти в пластовых условиях. Для этого были рассчитаны отношения плотности нефти в нормальных условиях к плотности нефти в пластовых условиях, а затем был выполнен поиск параметров, влияющих на данную величину. Было установлено, что давление насыщения коррелирует с данной величиной с достоверностью аппроксимации, равной 0,96 (зависимость логарифмическая) (рис. 5). А газосодержание коррелирует с достоверностью аппроксимации, равной 0,98 (зависимость линейная).

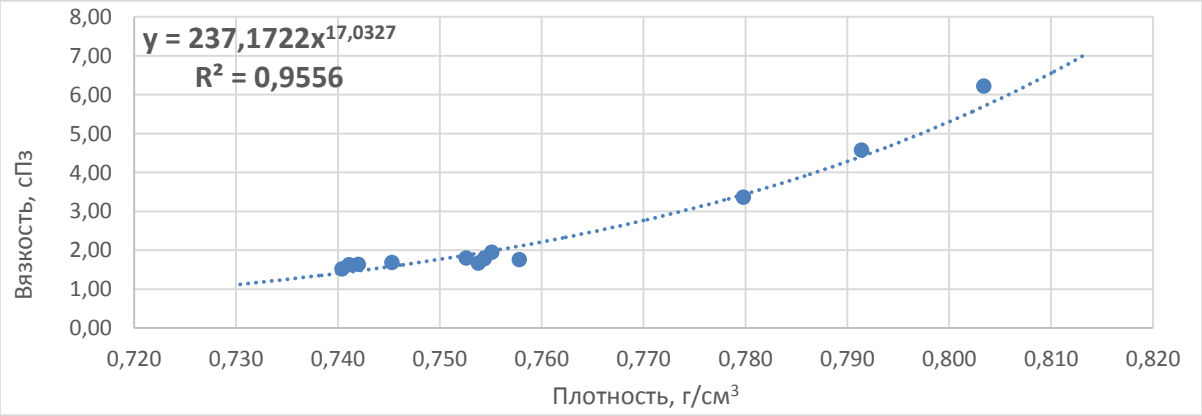


Рис. 4. Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях от плотности нефти в пластовых условиях



Рис. 5. Зависимость отношения плотности нефти в н.у. к плотности нефти в п.у.

Из данной зависимости выражается плотность нефти в пластовых условиях, а затем находится вязкость нефти по зависимости, представленной на рис. 4. Затем производятся корректировки угла наклона результирующей функции и смещение. Итоговое уравнение для расчета вязкости нефти в пластовых условиях

$$\mu_{н} = 237.1722\rho_{п.у.}^{\ 17,0327}\left(\frac{\rho_{п.у.}}{0,761}\right)^{0,05} - 0,02\,, \qquad (1)$$

где

$$\rho_{п.у.} = \frac{\rho_{н.у.}}{0,0844 ln P_{нас} + 0,8959}. \qquad (2)$$

Таким образом, была полностью решена поставленная задача. Однако стоит отметить, что вязкость нефти в пластовых условиях более точно можно найти с помощью газосодержания, но это выходит за рамки поставленной задачи. Сравнение точности всех методов приведено в табл. 2.

Таблица 2

Сравнение точности всех методов

	Вязкость					
	через R_s	через $P_н$	Стэндинга	Беггса–Робинсона	Васкеза–Беггса	Била
Средняя погрешность, %	5,996	6,909	10,158	23,302	7,066	70,210

Данная методика имеет несколько преимуществ перед другими методами при оценке вязкости в пластовых условиях в рамках расчета стартовых дебитов, точнее для нефтей Иркутской области: меньше входных параметров, необходимых для расчета.

Список литературы

1. Larry W. Lake, Edward D. Holstein. Petroleum engineering handbook. Oil System correlation. 2007. P. 221–222.

2. Расчет состава и свойств нефти, газа и воды нефтяных месторождений ГЛАВТЮМЕННЕФТЕГАЗА // СТО 51.00.021–84.

3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг [и др.]. – М. : Недра, 1983. – С. 72–80.

4. Хасанов М.М., Байков В.А., Афанасьев В.Ю. Физико-химические свойства нефти. Методы расчета / Уфимский филиал ООО «ЮГАНСКНИПИНЕФТЬ», 2003. – С. 20–31.

5. Ломпик В.А., Квеско Н.Г. Метод оценки стартовых дебитов на участках нераспределенного фонда недр // Молодая нефть. 2016.

УДК 622.323

МЕТОДОЛОГИЯ УЧЕТА ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Р. Набокин
Научные руководители: **В.П. Меркулов**, канд. геол.-минерал. наук;
О.С. Чернова, канд. геол.-минерал. наук
Национальный исследовательский
Томский политехнических университет

В настоящее время геофизические исследования скважин (ГИС) являются одним из основных инструментов, позволяющих получить данные для геологического и гидродинамического моделирования. Данные исследования производятся для определения экономической стороны разработки месторождения, основное внимание при этом уделяется подсчету запасов. Если рассматривать подсчет запасов объемным методом, то основные величины, а именно пористость и нефтенасыщенность, определяют по ГИС. Следовательно, при недостаточной точности данных и их интерпретации можно либо потерпеть неудачу и привести компанию к убыткам, завысив запасы, либо отказаться от месторождения, на самом деле богатого углеводородами. Крапивинское нефтяное месторождение является одним из таких объектов, которое будет рассмотрено в качестве примера.

Ввиду довольно сложного геологического строения и неоднородности ФЕС как по разрезу, так и по площади (выделяется 6 литотипов и 3 литофации) для интерпретации данных ГИС предлагается использование методики селективного подхода, основанного на литолого-фациальной зональности.

Интерпретация ГИС кроме себя как таковой включает петрофизическое обеспечение интерпретации данных, определяющее необходимые корреляционные связи, а также коэффициенты уравнения Арчи-Дахнова: параметр извилистости a, параметр сцементированности m, параметр проводимости скелета b и параметр насыщенности n. Зависимость перечисленных констант от литофаций и обстановки осадконакопления не изучалась до настоящего времени.

Параметр извилистости неразрывно связан с величиной индикатора гидравлической единицы (FZI), которая основана на керновых данных и учитывает обстановку осадконакопления, физику течения в поровом пространстве и диагенетические превращения.

© Набокин И.Р., 2017

Интерпретация ГИС производится с целью определения пористости коллектора φ, водонасыщенности S_w и прогнозирования проницаемости k. Первостепенной задачей является определение пористости, так как водонасыщенность определяется по уравнению Арчи-Дахнова, а проницаемость прогнозируется по петрофизической связи «пористость керн – проницаемость керн».

Основной проблемой при определении эффективной пористости является определение глинистости вне зависимости от способа определения общей пористости (АК, ГГК-п или НК). Оценка глинистости производится с помощью ПС и гамма-каротажей, при этом необходимо отметить, что существует неопределенность в понятии «глина». Кроме того, каротаж ПС не чувствителен к изменению минералогии. В основе количественных определений по гамма-методу лежит корреляционная связь радиоактивности $q_п$ горных пород с содержанием в них глинистого материала V_{sh}. Характер связи $q_п = f(V_{sh})$ зависит от геохимических условий осадконакопления. Таким образом, необходимо определять данную зависимость для каждого исследуемого района или толщи, т. е. литофаций. Если невозможно определить $q_п$, то используют связь $I_{gr} = f(V_{sh})$ [1].

Поэтому при использовании гамма-метода существуют модели, которые предусматривают наличие в глинах частиц размером менее 0,01 мм.

Предлагаемая методология заключается в использовании одних корреляционных зависимостей типа «керн-ГИС», параметров уравнения Арчи-Дахнова, модели глинистости для определения пористости и водонасыщенности в скважинах, заложенных в зонах распространения определенной литофации, вместо использования осреднения всех перечисленных величин и зависимостей на все месторождение и все разнофациальные отложения.

Практическая часть работы основана на скважинах, заложенных в зонах распространения следующих литотипов: 1 а – 208Р, 314Р, 202Р; 1 б – 201Р, 209Р; 2 – 220Р, 222Р; 4 – 192Р, 193Р. Литотипы 1 в и 3 не рассмотрены ввиду отсутствия всех необходимых данных. Использовались лабораторные данные исследования керна, комплекс ГИС, а также результаты испытания скважин.

Для определения пористости первоначально необходимо определить глинистость породы-коллектора, это возможно сделать с помощью ПС и гамма-каротажей.

При этом, как описывалось выше, значение I_{gr} (относительная глинистость по ГК) не всегда совпадает с глинистостью и поэтому существуют 4 модели глинистости:

Формула Ларионова в молодых породах (третичных)

$$V_{sh} = 0{,}083(2^{3.7 \cdot I_{gr}} - 1). \quad (1)$$

Формула Ларионова в более древних породах

$$V_{sh} = 0{,}33(2^{2 \cdot I_{gr}} - 1). \quad (2)$$

Формула Клавье

$$V_{sh} = 1{,}7 - \sqrt{3{,}38 - (I_{gr} + 0{,}7)^2}. \quad (3)$$

Формула Штейбера

$$V_{sh} = \frac{0{,}5 I_{gr}}{1{,}5 - I_{gr}}. \quad (4)$$

Таким образом, в каждой определяемой точке существует 6 рассчитанных значений глинистости и соответственно эффективной пористости.

Согласно регламенту на интерпретацию данных ГИС отклонение пористости, определенной по ГИС, от пористости, измеренной по керну, не должно превышать ±2,5 % и можно исключать до 10 % точек керновых данных. Необходимо выбирать наиболее подходящую модель глинистости, с помощью которой рассчитанная эффективная пористость удовлетворяет требованиям. Но произведение такой операции для каждой скважины не представляется возможным. Кроме того, в настоящее время на практике преобладает усреднение параметров и выбор одной модели на все месторождение, что влечет за собой определенные ошибки.

Определив закон изменения пористости в скважине, вычисляем значение водонасыщенности по формуле Арчи-Дахнова. Коэффициенты уравнения также усредняются, хотя в каждой скважине они различны. Значение S_w сравнивается со значением S_{wir} (остаточная водонасыщенность), и определяется тип насыщения: чисто нефтяная зона, переходная зона, чисто водяная зона.

Таким образом, усреднение модели глинистости и коэффициентов уравнения Арчи-Дахнова, которые, как указывалось выше, зависят от литолого-фациальной зональности и характера диагенеза, может привести к серьезным ошибкам.

В каждой рассматриваемой скважине произведен расчет глинистости по всем моделям, пористости и водонасыщенности. Рассмотрен случай выбора одной модели глинистости по всем скважинам, а также случай выбора модели согласно литолого-фациальной зональности.

В результате получены следующие средние значения эффективной пористости, эффективной толщины и водонасыщенности коллектора (см. таблицу). Результаты с учетом литолого-фациальной зональности согласуются с результатами испытания скважин.

Таблица

Средние значения эффективной пористости, эффективной толщины и водонасыщенности коллектора

Параметр	Номер скважины								
	208	202	201	220	222	192	193	209	314
	С учетом литолого-фациальной зональности								
$h_{эф}$, м	10,8	8,4	15	14,6	15,6	0	5	14,4	2,4
φ, д. ед.	0,15	0,12	0,16	0,16	0,14	0,1	0,12	0,13	0,12
S_w, д. ед.	0,28	0,61	0,41	0,46	0,38	1	0,76	0,56	0,72
	С усреднением всех параметров								
$h_{эф}$, м	9,6	0	14	4,2	11,4	0	0,2	4,2	1,4
φ, д. ед.	0,12	0	0,160	0,13	0,1	0,08	0,005	0,1	0,069
S_w, д. ед.	0,35	1	0,41	0,56	0,54	1	1	0,73	1

При учете литолого-фациальной зональности для скважин 1 а литотипа (208Р, 314Р, 202Р) выбрана модель глинистости Штейнбера; для скважин 1 б литотипа (201Р, 209Р) – модель Ларионова; 2 литотипа (220Р, 222Р) – модель Штейнбера; в 4 литотипе (192Р, 193Р) глинистость определена по SP-каротажу. Подобное распределение моделей возможно объяснить с седиментологической точки зрения.

При использовании общего похода для всех скважин расчетные значения пористости выходят за границы доверительного интервала (±2,5 %) в более 50 % расчетов.

Значения пористости используются:

- при определении зависимостей «пористость – проницаемость»;
- подсчете запасов;
- создании геологической модели.

Рассмотрим, к чему может привести погрешности расчета пористости при подсчете запасов объемным методом:

$Q_{н0} = 2\,2956{,}1$ тыс. т нефти при учете литолого-фациальной зональности;

$Q_{н0} = 9\,237{,}37$ тыс. т нефти при усреднении всех параметров.

Различие в полученных значениях составляет 2,5 раза. Если провести анализ чувствительности значения запасов нефти и газа для водонасыщенности и пористости, то получим картину, представленную на рисунке. Так как угол прямой пористости больше, то имеют большую зависимость.

Из всего вышеописанного можно сделать вывод, что точность определения пористости по ГИС имеет большое значение как при подсчете запасов, так и при остальных процедурах. При учете литолого-фациальной зональности в расчете пористости рассчитанные значения удовлетворяют требованиям, имеют наименьшие отклонения от керновых данных. Использование общего подхода при расчете пористости приводит к значительным ошибкам.

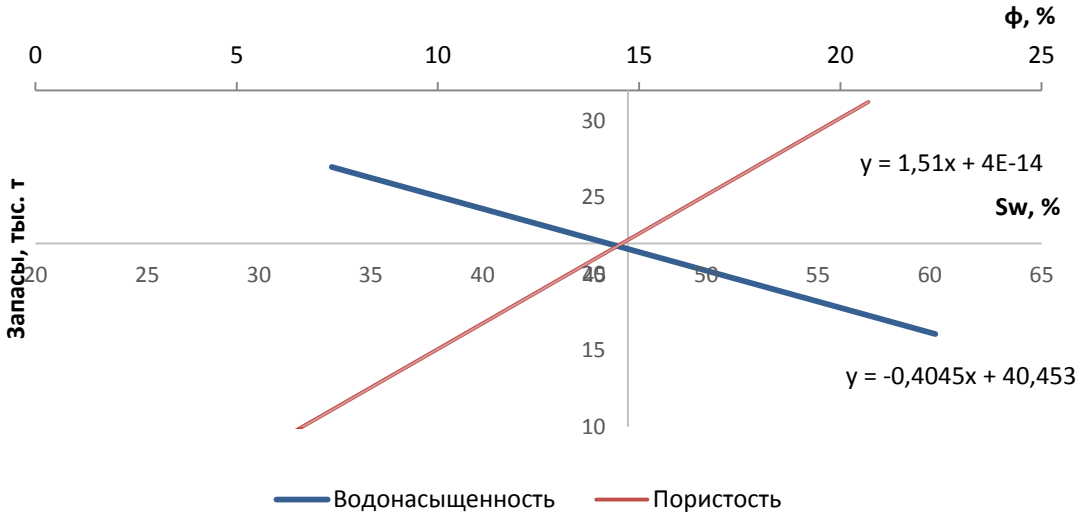


Рис. Анализ чувствительности

К недостаткам методологии можно отнести необходимость наличия опорного горизонта глин; проведения исследований керна и детального литофациального анализа.

В планах автора:

- рассмотрение большего количества скважин;
- исследование минералогического состава глин коллекторов.

Список литературы

1. Ларионов В.В. Радиометрия скважин. – М. : Недра, 1969. – 329 с.
2. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения : отчет он НИР по х/д с ОАО «Томскнефть» / М.В. Панков, В.Б. Белозеров [и др.]. – Томск, 2003. – 380 с.

УДК 51-74

ВЫБОР МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.А. Никитин
Научный руководитель **М.Т. Нухаев**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

За последние несколько лет в мире было пробурено большое количество горизонтальных скважин. Основной задачей горизонтальной скважины является увеличение поверхности контакта с коллектором и таким образом повышение ее производительности. Длинная горизонтальная эксплуатационная скважина обеспечивает большую контактную поверхность с пластом, что приводит к повышению коэффициента извлечения нефти.

В отличие от исследования вертикальных скважин проблема гидродинамических исследований и интерпретация их результатов является более сложной ввиду неоднозначности характера линий тока. Имеющиеся аналитические решения о притоке жидкости и газа к горизонтальным скважинам и трещинам требуют тщательного их анализа и изучения, чтобы обоснованно использовать то или иное решение в конкретной ситуации.

Показателем продуктивности скважин служит коэффициент продуктивности. Если для оценки дебита вертикальной скважины всё сводится к уравнению Дюпюи, которое в достаточной мере точно дает представление о дебите скважины, то для горизонтальной скважины уравнений, характеризующих дебит, множество, и их число растет с каждым годом. Связано это с большим числом параметров, которые влияют на работу скважины.

Целью данной работы является анализ существующих методов расчета коэффициента продуктивности и подбор наиболее походящего метода для горизонтальных скважин Ванкорского месторождения путем сравнения фактических показателей на основе реальных данных с проектными показателями различных методов.

Для определения продуктивности горизонтальной скважины при установившемся режиме притока существует множество решений. Борисов [8], Giger [2], Renard и Dupuy, [7], Joshi [4,3] предложили похожие решения. Эти выражения в обобщенных единицах даны ниже.

Борисов:

$$J = \frac{kh/(18{,}41\mu B)}{\ln\left(\frac{4r_{eh}}{L}+\frac{h}{L}\ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)\right.}. \quad (1)$$

© Никитин О.А., 2017

Giger:

$$J = \frac{kL/(18{,}41\mu B)}{\frac{L}{h} ln\left[\frac{1+\sqrt{1-[L/2r_{eh}]^2}}{L/2r_{eh}}\right] + \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)}. \quad (2)$$

Joshi:

$$J = \frac{kh/(18{,}41\mu B)}{ln\left[\frac{a+\sqrt{a^2-\left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right] + \frac{h}{L}\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)}, \quad (3)$$

где

$$a = \frac{L}{2}\sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\left(\frac{1}{4} + \left(\frac{r_{eh}}{\frac{L}{2}}\right)^4\right.}}. \quad (4)$$

Здесь L – длина горизонтальной скважины; h – высота коллектора; r_w – радиус ствола скважины; r_{ev} и r_{eh} – радиус дренирования для вертикальной и горизонтальной скважин соответственно; μ – вязкость нефти; B_o – объёмный коэффициент нефти; ΔP – снижение давления от границы дренажа до ствола скважины; Q_h и Q_v – продуктивность горизонтальной и вертикальной скважин. Коэффициент продуктивности J может быть получен путем деления Q на ΔP.

Для анализа было выбрано 29 скважин Ванкорского месторождения с трех пластов: Нх 3-4, Як 3-7, Нх-1.

Также были взяты фактические данные с исследований скважин о дебите, пластовом и забойном давлении, по ним был рассчитан текущий коэффициент продуктивности. Для сравнения прогнозируемых и фактических данных была использована формула относительной погрешности

$$\delta = |J\_факт - J\_прогноз| / J\_факт\ 100\ \%. \quad (5)$$

После проведенных расчетов среднее значение погрешности составило для уравнений:

Борисова 24,92 %;

Гигера 37,51 %;

Джоши 24,0 %.

Более точные значения получились у формулы Джоши. Это уравнение подойдет для быстрой оценки продуктивности скважины, однако для

более точных расчетов эти уравнения не подходят, так как имеют слишком высокую погрешность и учитывают малое количество параметров.

Рассматриваемые выше уравнения предполагали изотропный пласт, т. е. $k_h = k_v$. Однако на практике такие пласты практически не встречаются.

Параметр анизотропии определяется как отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной проницаемости:

$$I_{ani} = \frac{K_v}{K_h}, \tag{6}$$

где K_v – проницаемость по вертикали; K_h – проницаемость по горизонтали.

На Ванкорском месторождении этот параметр варьируется от 0,01 до 0,1.

Для анизотропных пластов используются следующие формулы:

Joshi (усовершенствованная под анизотропный пласт):

$$J = \frac{kh/(18{,}41\mu B)}{\ln\left[\frac{a+\sqrt{a^2-\left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right]+\frac{\beta h}{L}\ln\left(\frac{\beta h}{2r_w}\right)}, \tag{7}$$

где

$$\beta = \sqrt{K_h/K_v}\,; \tag{8}$$

Renard и Dupuy:

$$J = \frac{kh}{18{,}41\mu B}\left[\frac{1}{\cosh^{-1}(X)+(\beta h/L)\ln[h/2\pi r_w]}\right], \tag{9}$$

где $r'_w = \frac{1+\beta}{2\beta}$; $X = 2a/L$ для эллипсоидной области дренирования.

Для расчета были взяты те же скважины, что и при изотропном пласте.

Среднее значение погрешности составило для уравнений:

Джоши 28,81 %;

Ренарда и Дюпюи 21,12 %.

Более точные значения получились у формулы Ренарда и Дюпюи.

Псевдоустановившийся режим притока начинается тогда, когда возмущение давления, вызванное притоком флюида, достигает границ области дренирования скважины. Другими словами, когда флюид, расположенный у границ области дренирования скважины, начинает двигаться к стволу работающей скважины, начинается псевдоустановившийся режим притока.

Существует три метода расчета дебита горизонтальных скважин для однофазного потока при псевдоустановившемся режиме.

Метод 1 – Mutalik [6]

Для прямоугольной области дренирования Mutalik и другие представили факторы расположения и соответствующие эквивалентные скин-факторы S_{CAh} для горизонтальных скважин, расположенных в различных местах в пределах дренируемого объема. Следующее выражение может использоваться для расчета продуктивности горизонтальной скважины (в упрощенном виде):

$$J = \frac{0{,}007078kh/\mu B}{\ln\left(\frac{r'_e}{r_w}\right) - 0{,}738 + s_f + S_{CA,h} - c'}, \tag{11}$$

где r'_e – приведенный радиус дренирования, футы; s_f – скин-фактор бесконечно проводимой, полностью проникающей трещины длиной L; S_{CAh} – скин-фактор, зависящий от фактора расположения.

Метод 2 – Babu и Odeh [1]

В этом методе проблема горизонтальной скважины рассматривается с точки зрения частично проникающей вертикальной скважины. Если эту частично проникающую вертикальную скважину повернуть в сторону, то получим горизонтальную скважину. Babu и Odeh вывели следующее уравнение продуктивности горизонтальной скважины для псевдоустойчивого режима:

$$J = \frac{0{,}007078(2x_e)\sqrt{k_x k_y}/\mu B}{\ln\left(\frac{\sqrt{A_1}}{r_w}\right) + \ln(C_h) - 0{,}75 + s_R}, \tag{12}$$

где k_y – горизонтальная проницаемость в направлении, перпендикулярном стволу скважины; K_x – горизонтальная проницаемость в направлении, продольном стволу скважины; s_R учитывает скин-фактор, обусловленный частичным проникновением горизонтальной скважины в ареальной плоскости; C_h – фактор расположения; A_1 – область дренирования горизонтальной скважины в вертикальной плоскости ($A_1 = 2y_e h$).

Значения $2x_e$ и $2y_e$ – размеры продуктивной зоны

Расчет $\ln C_h$:

$$\ln C_h = 6{,}28\left(\frac{2y_e}{h}\right)\sqrt{\frac{k_v}{k_y}}\left[\frac{1}{3} - \left(\frac{y_w}{2y_e}\right) + \left(\frac{y_w}{2y_e}\right)^2\right] - \ln\left[\sin\left(180^o\frac{z_w}{h}\right)\right] - 0{,}5\ln\left[\left(\frac{2y_e}{h}\right)\sqrt{\frac{k_v}{k_y}}\right] - 1{,}088, \tag{13}$$

где z_w – вертикальное расстояние между стволом горизонтальной скважины и нижней границей коллектора; y_w – расстояние от ствола горизонтальной скважины до ближайшей границы в направлении y.

Метод 3 – Kuchuk [5]

Kuchuk и другие использовали упрощенное «бесконечно проводимое» решение, где постоянное усреднение давления в стволе скважины получали путем усреднения значений давления однородного потока вдоль ствола скважины. Уравнение продуктивности в этом случае имеет вид

$$J = \frac{k_h h/70{,}6\mu B}{F+\left(\frac{h}{0{,}5L}\right)\sqrt{\frac{k_h}{k_v}}s_x}, \qquad (14)$$

где F – безразмерная функция, зависящая от y_w / ($2y_e$), x_w / ($2x_e$), L / ($4x_e$), $(y_e/x_e)\sqrt{k_x/k_y}$.

Значение параметра s_x определяется с помощью выражения

$$s_x = \ln\left[\left(\frac{\pi r_w}{h}\right)\left(1+\sqrt{\frac{k_v}{k_h}}\right)\sin\left(\frac{\pi r_w}{h}\right)\right] - \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}\left(\frac{2h}{L}\right)\left[\frac{1}{3}-\left(\frac{z_w}{h}\right)^2\right]. \qquad (15)$$

Среднее значение погрешности для уравнений составило:

Mutalik 14,35 %;

BabuиOdeh 15,16 %;

Kuchuk 14,98 %.

Эти уравнения дают самую точную оценку продуктивности горизонтальных скважин на Ванкорском месторождении со средней погрешностью около 15 %. Такая точность позволяет прогнозировать дебит нефти, подбирать необходимую депрессию.

В итоге проведенных работ путем сравнения фактических и расчетных показателей были выбраны модели, наименее отклоняющиеся от фактических значений для разных режимов работы месторождения.

Для установившегося режима это метод Ренарда и Дюпюи, который учитывает анизотропию пласта. Погрешность при измерении составляет 21,12 %, что позволяет быстро и достаточно верно определить дебит и продуктивность горизонтальной скважины.

Для псевдоустановившегося режима выбран метод Kuchuk, рекомендованный к проведению расчетов на данном месторождении. Погрешность при этом методе составляет 14,98 %. Он позволяет более точно определить дебит и продуктивность, а также прогнозировать дальнейшую работу горизонтальных скважин на месторождении.

Список литературы

1. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of a Horizontal Well, SPE Reservoir Engineering. November 1989. – P. 417–421.

2. Giger F. Reduction du nombre de puits par I'utilisation de forages horizon-taux, Revue de Plnstitut Francais du Petrole.Vol. 38. No 3. May-June 1983.

3. Joshi S.D. A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology, paper 5PE 16868, presented at the 1987 Annual Technical Conference, Dallas, Texas. A revised version was presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming, May 1988.

4. Joshi S.D. Augmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells, journal of Petroleum Technology, June 1988.

5. Kuchuk F.J., Goode, P.A., Brice, B.W., Sherrard, D.W., Thambynayagam R.K.M. Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells, paper 5Pt 18300, presented in the SPE 63rd Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Oct, 2–5, 1988.

6. Mutalik P.N. Godbole SP., Joshi S.D. Effect of Drainage Area Shapes on Horizontal Well Productivity, paper SPE 18301, presented in the SPE 63rd Annual Technical Conference, Houston, Texas, Oct. 2–5, 1988.

7. Renard G.I., Dupuy J.M. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells, paper SPE 19414, presented at the Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, Feb. 22–23, 1990.

8. Добыча нефти с использованием горизонтальных и многозабойных скважин / Ю.П. Борисов [и др.]. – М. : Недра, 1964.

УДК 553.046

ПОИСК ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.Н. Ракитина
Научный руководитель **О.О. Показанова**
РН-КрасноярскНИПИнефть

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Туруханском районе и Таймырском муниципальном районе Красноярского края на территории двух участков: Ванкорского и Северо-Ванкорского. Площадь месторождения составляет 398 км^2.

В районе месторождения и непосредственно на его площади выполнены геологическая, гравиметрическая, аэромагнитная и аэрогеохимическая съёмки, проведены сейсморазведочные работы МОВ, МОГТ-2D и МОГТ-3D, неотектонические исследования.

Первые сейсмические работы начаты в 1970 г., а в 1972 г. Ванкорское поднятие методом МОВ было подготовлено и передано под глубокое поисковое бурение. Поисковое бурение было начато в 1988 г., а с 2004 г. начато разведочное бурение.

Добыча газа ведется на объекте Дл-I-III, добыча нефти – на четырех объектах разработки: Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV.

Геологическое строение района

Согласно районированию, выполненному с применением данной классификации, рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы.

В геологическом строении Ванкорского месторождения присутствуют участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста.

Яковлевская свита согласно K_1jak залегает на отложениях малохетской. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин: аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои

© Ракитина Ю.Н., 2017

углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород.

По результатам эксплуатационного бурения транзитных скважин на нижележащие продуктивные пласты, интерпретации ГИС и по результатам гидродинамического исследования с помощью пластоиспытателя (МДТ) скважины 1 открыта продуктивность верхней части яковлевской свиты в пределах Ванкорского ЛУ.

Продуктивный пласт

Залежь пласта ВЯк-IX верхней части яковлевской свиты нижнего мела нефтегазовая пластовая, сводовая. Залежь приурочена к южному куполу Ванкорского поднятия и вскрыта 24 скважинами. По данным ГИС в 12 скважинах выделены газонасыщенные прослои. Эффективная газонасыщенная толщина составляет в среднем по залежи 3,2 м. ГНК принят на а.о. – 1 374 м, подтвержден данными гидродинамических исследований МДТ в скважине 1. Эффективная нефтенасыщенная толщина по данным РИГИС в скважине равна 6 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина по залежи 3,42 м. Абсолютная отметка ВНК – 1 380 м. Доказанный опробованием уровень нефтенасыщения – 1 377,6 м в скважине 1. В результате интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д были построены структурные поверхности ОГ в кровле пласта ВЯк-VIII, от которого методом схождения были построены структурные поверхности пласта ВЯк-IX. Площадь залежи составила 4,4 км².

Определение подсчетных параметров

Так как керн из пластов верхней части яковлевской свиты не отбирался, то петрофизическое обоснование и алгоритмы интерпретации ГИС, другие подсчетные параметры берутся по аналогии с пластом Як-III Тагульского месторождения.

Прирост запасов

По результатам эксплуатационного бурения транзитных скважин на нижележащие продуктивные пласты, интерпретации ГИС и по результатам гидродинамического исследования с помощью пластоиспытателя (МДТ) скважины 1 открыта продуктивность верхней части яковлевской свиты в пределах Ванкорского ЛУ. На основании выполненной корреляции, с уче-

том принимаемых положений водо- и газонефтяных контактов, свойств коллекторов в продуктивной части разреза на месторождении в верхней части яковлевской свиты для оценки запасов в представляемом отчете выделен объект подсчета запасов: залежь пласта ВЯк-IX южного купола нефтегазонасыщенная, пластовая, сводовая.

Подсчет запасов производился объемным методом с учетом полигонов категорий запасов B_2.

Подсчет запасов нефти осуществлялся по формуле

$$Q_{\text{н}} = S_{\text{н}} \cdot H_{\text{эф}} \cdot K_{n} \cdot K_{\text{н}} \cdot \rho \cdot \theta \cdot \eta .$$

Подсчет запасов газа осуществлялся по формуле

$$Q_{\text{г}} = S_{\text{г}} \cdot H_{\text{эф}} \cdot K_{n} \cdot K_{\text{г}} \cdot f \left[\frac{(P_{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{н}} - P_{\text{к}} \cdot \alpha_{\text{к}})}{P_{\text{ст}}} \right].$$

Подсчет запасов растворенного в нефти газа осуществлялся по формуле

$$Q_{\text{г}}^{\text{раств.}} = Q_{\text{н}} \cdot \text{ГС} / 1000 .$$

Вывод

По результатам эксплуатационного бурения транзитных скважин на нижележащие продуктивные пласты, интерпретации ГИС и по результатам гидродинамического исследования с помощью пластоиспытателя (МДТ) скважины 1 открыта продуктивность верхней части яковлевской свиты в пределах Ванкорского ЛУ. Проведена корреляция отложений верхней части яковлевской свиты всех транзитных стволов, вскрывших залежь, построены геологические модели, произведен анализ пластовых проб и флюидов, проанализирована геолого-геофизическая информация, составлены геофизические планшеты и таблицы РИГИС, произведен подсчет запасов (табл. 1, 2).

На новый выявленный пласт предлагается бурение горизонта длиной 1000 м, затраты которого составят 111 862 500 руб., с учетом всех затрат.

При извлечении всех запасов нефти в пласте ВЯк-IX на протяжении 100 лет, доход составит 389 534 554 руб.

Выручка по данному проекту составляет:

389 534 554 – 111 862 500=277 672 054 руб.

Таблица 1

Свод подсчетных параметров запасов нефти и растворенного газа залежей верхнеяовлевской свиты Ванкорского месторождения

Пласт	Категория запасов классификации 2013 г.	Площадь нефтеносности, тыс. м^2	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см^3	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	КИН	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание пластовой нефти, м^3/т	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн м^3
				пористости	нефтенасыщенности	пересчетный						
ВЯк-IX южная	B_2	7 400,5	3,42	0,28	0,57	0,939	0,926	3512,3	0,300	1 053,7	45	158,1

Таблица 2

Сводная таблица подсчетных параметров запасов газа газовых шапок залежей верхнеяковлевской свиты Ванкорского месторождения

Пласт, залежь	Категория запасов классификации 2013 г.	Площадь газоносности, тыс. м^2	Средняя газонасыщенная толщина, м	Коэффициенты, долл. ед		Пластовое давление, МПа	Температура пласта, К	Поправка на сжимаемость газа $\alpha=1/Z$	Поправка на температуру $f=T_{ст}/T_{пл}$	Объемный коэффициент газа	Запасы газа, млн м^3
				пористости	газонасыщенности						
ВЯк-IX южная	B_2	3 073	3,2	0,28	0,56	13,4	299,4	1,239	0,979	161,4	248 864

Список литературы

1. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн [и др.]. – М. : Недра, 1985. – 96 с.

2. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчёты физико-химических свойств пластовой воды и промысловой нефти и воды. – М., 2004. – С. 23–34.

3. Инструкция о содержании, оформлении, порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете

Министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. – М., 1984. – 48 с.

4. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М., 1984. – 58 с.

5. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчёта запасов нефти и газа / В.Б. Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М. Глоговский [и др.]. – М., 2006. – 40 с.

6. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Проскуна, Г.Г. Яценко. – М. ; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 84 с.

7. Регламент проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья. – М., 2007. – 64 с.

8. Корнеев Д.А. Подсчет запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения / ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 2014.

9. Балдина Н.А., Лебедев А.И., Мухлыгина Е.В. Сейсморазведочные работы МОГТ 3D на Ванкорском газонефтяном месторождении : отчёт Ванкорской СП 20/2004-2005 / ЗАО «Ванкорнефть», ОАО «Енисейгеофизика», ОАО «Хантымансийскгеофизика» ЦАГГИ. – Тюмень-Енисейск, 2006.

10. Конторович А.А., Кринин В.А. Подсчет запасов Ванкорского месторождения / ЗАО «Красноярскгеофизика». – Красноярск, 2008.

11. Ошмарин Р.А. Оперативный подсчет запасов нефти и газа на Ванкорской площади / ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». – Красноярск, 2012.

УДК 665.61

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

А.М. Турдумаматов
Научный руководитель **Н.Д. Булчаев**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

За последнее десятилетие существенно изменилась структура запасов нефти на месторождениях России, возрастает доля трудноизвлекаемых запасов. Есть все предпосылки к тому, что доля трудноизвлекаемых запасов в общем балансе в России составит к 2020 г. до 75 %.

Трудноизвлекаемые запасы требуют применения современных технологий разработки. Возникает острая необходимость использования методов увеличения нефтеотдачи пласта, в первую очередь газовых и водогазовых. Применение этих методов в настоящее время затруднено недостатками существующих технологических решений, а также малой изученностью области их применения.

Процессы повышения степени извлечения нефти из недр путем нагнетания в пласты попутных углеводородных газов под высоким давлением впервые в СССР были применены в 1966 г. на месторождении Озек-Суат (Ставропольский край). До закачки газа добыча нефти осуществлялась на режиме истощения и достигнутая нефтеотдача (15 %) считалось конечной, так как фонтанирование скважин прекратилось, а их насосная эксплуатация не была освоена. Применение метода заводнения также оказалось невозможным из-за крайне низкой приемистости по воде (16–24 $м^3$/сут. при давлении 15,0–20,0 МПа).

В опытно-промышленных, а затем в промышленных масштабах производилось вытеснение нефти попутным газом, сжатым до 30–32 МПа. Вскоре после начала закачки газа пластовое давление на участке стало значительно увеличиваться, и все скважины были переведены на фонтанную эксплуатацию. Время работы эксплуатационных скважин без увеличения газового фактора добываемой продукции (до прорыва газа) составило не менее 2,5–3 лет. Отмечалось плавное, постепенное возрастание газового фактора после прорыва газа.

Нефтеотдача месторождения Озек-Суат за 20 лет разработки новым методом превысила на 80 % начальные балансовые запасы нефти, дополнительная добыча нефти составила порядка 1 млн т.

© Турдумаматов А.М., 2017

Таким образом, опытно-промышленные работы на месторождении Озек-Суат показали высокую эффективность нагнетания попутного газа под высоким давлением в малопродуктивный, глубокозалегающий пласт, содержащий маловязкую нефть [1].

На поздней стадии разработки нефтяной залежи определяющим фактором становится снижение темпов обводнения продукции скважин. Наиболее близким к предлагаемому является способ разработки залежи, в котором закачка воды и газа в нагнетательные скважины осуществляется в виде водогазовой смеси, образованной в процессе эжекции, а повышение эффективности разработки основано на увеличении проникающей способности водогазовой смеси при уменьшении опасности преждевременного прорыва газа к добывающим скважинам, а также при подключении в разработку новых низкопроницаемых нефтенасыщенных зон коллекторов. Изменение направления фильтрационных потоков достигается с регулированием вязкости закачиваемой смеси, что позволяет поднять фильтрационные сопротивления наиболее проницаемых и промытых интервалов пласта и отдельных включений, в которые в первую очередь поступает смесь с повышенной вязкостью. Регулирование вязкости смеси осуществляется посредством изменения газосодержания смеси при ее образовании. Установлено, что степень повышения аэрации в 2–5 раз является оптимальным интервалом для снижения приемистости нагнетательной скважины в 1,5–2,5 раза и позволяет при повышении давлении нагнетания в 1,1–1,5 раза увеличить степень вытеснения нефти из модели пласта проницаемостью 0,110 мкм^2 с 52 до 69 %.

Важным является то обстоятельство, что в них в недостаточной степени используется наиболее продуктивный принцип комплексности воздействия на неоднородный коллектор, содержащий трудноизвлекаемые запасы нефти, а именно: одновременного повышения отмывающих способностей закачиваемых флюидов и увеличения коэффициента вытеснения нефти из пласта, смены направленности фильтрационных потоков и увеличения коэффициента охвата вытеснением, тампонирования наиболее проницаемых водонасыщенных прослоев коллектора и снижения обводненности добываемой продукции.

Наилучшие перспективы имеет эффективная технология ВГВ с использованием насосно-эжекторных систем, позволяющая готовить на поверхности водогазовую смесь и закачивать ее в пласт оборудованием, которое может успешно эксплуатироваться в промысловых условиях месторождений [2]. Принципиальная схема данной технологии представлена на рис. 1.

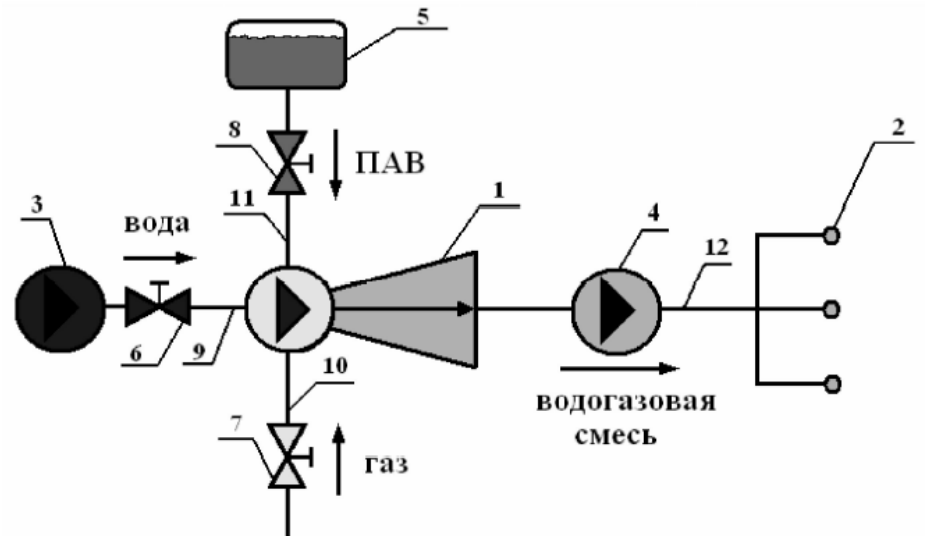


Рис. 1. Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ:
1 – эжектор; 2 – нагнетательные скважины; 3, 4 – насосы; 5 – емкость с ПАВ;
6,7, 8 – регулируемые задвижки; 9 – линия нагнетания воды;
10 – газовая линия; 11 – линия подачи ПАВ;
12 – линия закачки водогазовой смеси

Данная технология предполагает получение с помощью насосно-эжекторной системы мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на поверхности с последующей закачкой ее в пласт. Газ от низких давлений (например, давление в трехфазном сепараторе составляет всего лишь 0,4 МПа) дожимается до давлений, необходимых для закачки смеси в пласт (до 15,0–20 МПа). Таким образом, технология дает возможность избежать необходимости высокого давления газа на приеме. Использование в системе поверхностно-активных веществ позволяет не только снизить вредное влияние газа на работу дожимного насоса центробежного типа, но и повысить степень вытеснения нефти смесью. Кроме того, присутствие ПАВ в составе рабочего агента позволяет создать стабильную мелкодисперсную водогазовую смесь, способную транспортироваться с поверхности в пласт, не разделяясь на составляющие. Защита газового пузырька (оболочка из ПАВ) надежно разделяет газ и воду даже при очень высоких давлениях, снижая также вероятность образования газогидратов в стволе скважины и пласте. При других технологиях без присутствия ПАВ проблема гидратообразования остается нерешенной.

В нагнетательную скважину меньшей приемистости закачивается водогазовая смесь базового состава с газосодержанием около 25 % в термобарических условиях, приведенных к пластовым условиям рассматриваемой залежи. Поверхностно-активные вещества при этом не добавляются.

Объем водогазовых оторочек, закачиваемых в каждом цикле, составляет 1–2 % от объема газа в пластовых условиях, закаченного на первом этапе реализации способа.

Второй оторочкой каждого цикла в каждую нагнетательную скважину закачивается вода в объеме, составляющем 5 % от объема газа в пластовых условиях, закаченного в пласты на первом этапе. В процессе закачки второй оторочки каждого цикла также оценивается приемистость каждой из нагнетательных скважин.

В дальнейшем этапы повторяются, причем в каждом цикле при закачке первой оторочки выбирается нагнетательная скважина с наиболее низкой приемистостью по результатам замеров предыдущего цикла и в нее закачивается водогазовая смесь меньшей вязкости, а в нагнетательную скважину с большей приемистостью закачивается водогазовая смесь повышенной вязкости.

В качестве газовой фазы для закачки в пласт могут использоваться попутный природный газ или их смеси.

Одним из ключевых вопросов при применении насосно-эжекторных систем является КПД ее струйного аппарата η^*. Максимальные η^* достигаются в тех случаях, когда полезно используется не только пассивный поток откачиваемой среды, но и весь активный поток рабочей жидкости. При частичном использовании рабочей жидкости КПД снижается, при полезном – только пассивного потока η^* минимальный [3].

КПД эжектора по жидкости $\eta_ж$ в составе системы, которая характеризует относительную остаточную полезную мощность рабочей жидкости на выходе из диффузора эжектора после сжатия газа, можно определить как отношение остаточной мощности рабочей жидкости $N_{ост}$ к ее начальной $N_р$.

$$\eta_ж = \frac{N_{ост}}{N_р} = \frac{Q_р}{Q_р} \cdot \frac{p_с}{p_р} = \frac{p_с}{p_р}, \quad (1)$$

где $Q_р$ – объемный расход рабочей жидкости; $p_с, p_р$ – давление, соответственно, на выходе из диффузора струйного аппарата и рабочей жидкости перед соплом.

На рис. 2 показана аппроксимированная в РГУ нефти и газа зависимость вязкости ВГС от концентрации в ней газовой фазы.

Аппроксимация проведена на основе математических моделей вязкости водогазовых смесей ВНИИГАЗ, Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Буевича и Сафрая, Вахолдера и Хетсрони. Как показал анализ этой зависимости, при невысоких газосодержаниях (до 50–60 %), мелкодисперсная водогазовая смесь ведет себя как эйнштейновская жидкость, вязкость которой описывается уравнением Эйнштейна:

$$\mu = \mu_0(1 + \alpha + \varphi), \quad (2)$$

где μ_0 – вязкость дисперсной среды; α – коэффициент формы частиц; φ – объемная доля дисперсной фазы.

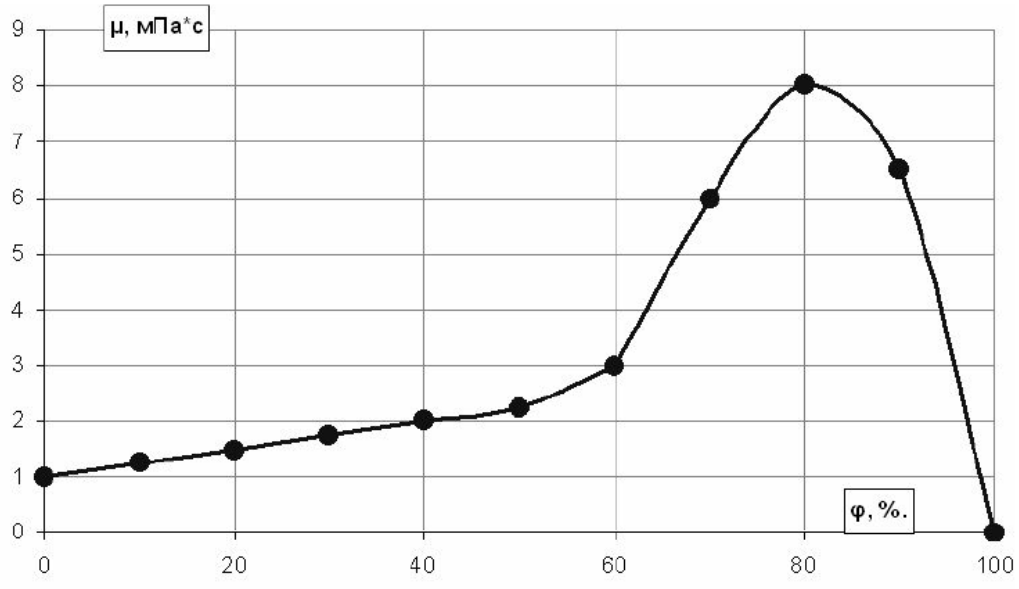


Рис. 2. Зависимость динамической вязкости мелкодисперсной ВГС от газосодержания смеси

При закачивании же, например, ВГС с объемным содержанием 30 % вязкость ее в 1,75 раза выше, чем для воды. При закачке этого агента выравнивается приемистость прискважинной зоны пласта, увеличивается дренируемая часть пласта, а следовательно, возрастает коэффициент охвата по площади.

Насосно-эжекторная технология использует только промышленно выпускаемое оборудование, не имеющее дорогостоящих или надежных элементов. В частности, струйные аппараты (эжекторные устройства) характеризуются простотой конструкции, низкими капитальными вложениями на их изготовление. В устройстве СА отсутствуют какие-либо движущиеся детали, что положительно влияет на общую надежность системы. Эта технология может применяться как на отдельных скважинах, кустах скважин, так и в целом на нефтегазовых месторождениях.

Список литературы

1. Опыт закачки газа высокого давления на месторождении Озек-Суат / Г.И. Шеломенцев, Л.А. Ругузов, В.Т. Онищенко [и др.] // Использование нефтяного газа на промыслах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1972. – С. 6–37.

2. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 2. Исследование до вытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения / А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров, В.П. Телков [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 3. – С. 48–51.

3. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки. – Л. : Машиностроение, 1988. – 256 с.

УДК 622.241.83

ВЛИЯНИЕ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Э.В. Залесский, А.О. Аникин
Научный руководитель **Б.Б. Квеско**, канд. физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

В последнее время при разработке нефтяных месторождений компаниями практикуется эксплуатация скважин на так называемых «форсированных отборах». В связи с этим большинство добывающих скважин эксплуатируется с забойным давлением ниже давления насыщения.

Это приводит к тому, что в призабойных зонах скважин происходит распад нефти на три фазы – жидкую, газообразную и твердую; газ мешает движению жидкой фазы, постепенно в призабойной зоне скважины накапливаются твердые частицы асфальтенов и парафинов, резко увеличивается фильтрационное сопротивление и снижаются коэффициенты продуктивности добывающих скважин по нефти, но не снижаются их коэффициенты продуктивности по воде, в связи с чем резко возрастает обводненность добываемой продукции, что ведет к снижению темпов отбора нефти. Как показывает опыт разработки многих месторождений, это приводит к преждевременному снижению пластовой энергии, следствием чего являются снижение нефтеотдачи пластов и необходимость поддержания уровня нефтеизвлечения искусственными способами [1].

Наличие данных процессов разгазирования нефти в призабойной зоне требует решения вытекающих из этого процесса проблем эксплуатации месторождений – фильтрации газожидкостной смеси с сохранением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) природных коллекторов и максимальным сохранением пластовой энергии.

Так, в связи с тем, что Ванкорское месторождение характеризуется наличием газовой шапки, необходимо проведение более качественного мониторинга разработки месторождения. С этой целью компания ООО «РН-Ванкор» проводит подробные гидродинамические исследования скважин. Данные, получаемые в результате исследований, содержат информацию о работе скважин и уточненные пластовые характеристики. Данная информация требуется для обоснованного принятия решений, свя-

© Залесский Э.В., Аникин А.О., 2017

занных с дальнейшей эффективной разработкой месторождения. В качестве примера в работе будут приводиться результаты гидродинамических (ГДИ) исследований скважин, работающих ниже давления насыщения.

Гидродинамические исследования и интерпретацию данных проводит компания ООО «Сиам Мастер». Всего с начала разработки было проведено более 180 исследований скважин с построением индикаторных диаграмм и более 600 исследований скважин с построением кривых восстановления давления. При проведении всех исследований учитывается то, что пластовое давление для данного месторождения всегда на глубине ГНК равно давлению насыщения. Целью данных исследований является определение коэффициента продуктивности и величины пластового давления. Дополнительной целью проведения данного исследования являлось уточнение кривой продуктивности для области низких забойных давлений.

На рис. 1 приведено несколько индикаторных диаграмм, полученных по результатам исследований 2010–2017 гг. на скважинах Ванкорского месторождения, перестроенные в координатах дебит – депрессия.

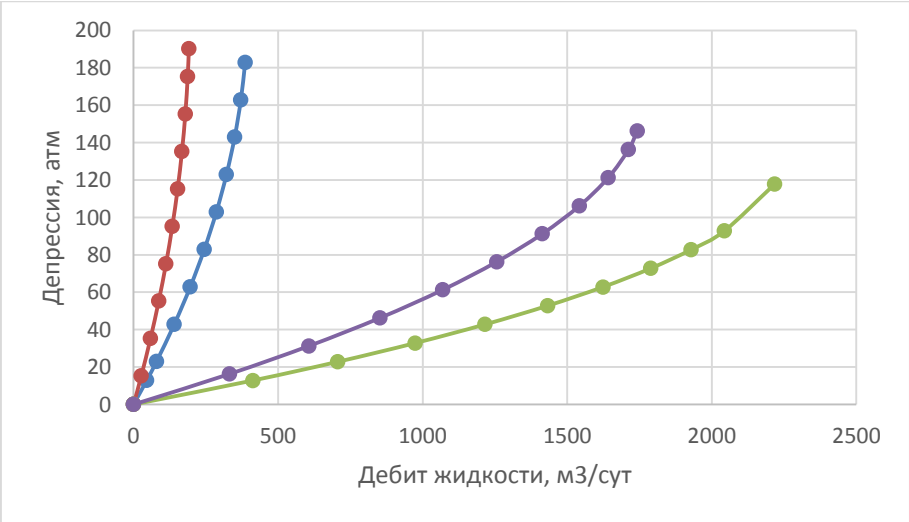


Рис. 1. Индикаторные диаграммы
для скважин Ванкорского месторождения

Как можно заметить, все индикаторные диаграммы имеют вид линий, вогнутых к оси давлений, т. е. происходит снижение продуктивности при постепенном снижении забойного давления. Данное поведение индикаторной кривой можно обосновать следующими факторами:

- снижением фильтрационных характеристик пласта и повышением вязкости и плотности флюида;
- искривлением индикаторных диаграмм в сторону оси давлений, которое может быть вызвано снижением забойного давления ниже давления насыщения, приводящим к появлению в пласте свободного газа, затрудняющего фильтрацию жидкости.

Последнюю причину можно считать определяющей в условиях данного месторождения. Это связано с тем, что нефть данного месторождении является легкой (плотность составляет от 0,688 до 0,86 т/м^3) и имеет меньшую вязкость (динамическая вязкость в среднем составляет 8,9 МПа·с), в результате чего снижение фильтрационных характеристик пласта крайне мало. Кроме этого, в пользу последней причины говорит рост величины газового фактора при дальнейшем снижении забойного давления. Это объясняется тем, что в призабойной зоне скважины выделение из нефти свободного газа начинается даже при создании незначительных депрессий. Присутствие свободного газа в пласте уменьшает фазовую проницаемость для нефти и соответственно понижает продуктивность скважины. С увеличением депрессии количество свободного газа в пласте растет, а коэффициент продуктивности скважины по нефти падает.

На примере скважин № 138, 227 Ванкорского месторождения рассмотрим результаты гидродинамических исследований методом установившихся отборов и произведем обработку индикаторных диаграмм по уравнениям Вогеля, Фетковича и Ченга.

Согласно многочисленным источникам, в случаях когда забойное давление ниже давления насыщения, для оценки дебита скважины рекомендуется использовать уравнение Вогеля, нормализованное под максимальный дебит [2]:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0{,}2\left(\frac{\mathrm{P_{заб}}}{\mathrm{P_{пл}}}\right) - 0{,}8\left(\frac{\mathrm{P_{заб}}}{\mathrm{P_{пл}}}\right)^2, \quad (1)$$

где q – дебит нефти; $\mathrm{P_{пл}}$ – пластовое давление; $\mathrm{P_{заб}}$ – давление на забое скважины, $q_{\max}$ – максимальный дебит нефти.

Данное уравнение было получено в результате моделирования огромного количества скважин с пластовым давлением ниже давления насыщения. Также при выводе уравнения были сделаны следующие предположения:

- сила тяжести, сжимаемость породы и воды пренебрежимо малы;
- давления в фазах нефти и газа равны.

Однако уравнение Вогеля зачастую не соответствует реальным данным, завышая их. Данные выводы о завышении величины дебита нефти при интерпретации исследований скважин, основанного на уравнении Вогеля, приведены в работе [3]. По результатам проведенного численного гидродинамического моделирования индикаторные диаграммы, построенные по формуле Вогеля, быстро начинают отклоняться от «экспериментальных» точек.

Поэтому Фетковичем в 1973 г. для расчетов было предложено следующее соотношение [4]:

$$\frac{q}{q_{\max}} = \left[1 - 0{,}2\left(\frac{\mathrm{P_{заб}}}{\mathrm{P_{пл}}}\right)^2\right]^n. \quad (2)$$

В данном соотношении максимальный дебит и показатель n характеризуют конкретную скважину и определяются по результатам исследования.

Кроме этого, Ченгом в 1990 г. было произведено численное моделирование наклонных и горизонтальных скважин и было выявлено отклонение от уравнения Вогеля, представленное в следующей зависимости [5]:

$$q' = 0{,}9885 - 0{,}2055p' - 1{,}1818(p')^2. \qquad (3)$$

Рассмотрим несколько индикаторных диаграмм скважин Ванкорского месторождения, обработанных по уравнениям Вогеля, Фетковича и Ченга. Исследуемые скважины эксплуатируют пласт НХ III-IV, характеризующийся наличием газовой шапки.

Как можно заметить по индикаторным диаграммам, построенным по уравнениям Вогеля, Фетковича и Ченга, наиболее обоснованным для обработки индикаторных диаграмм скважин Ванкорского месторождения является уравнение Фетковича (рис. 2, 3).

Это объясняется тем, что оно хорошо описывает фильтрацию газированной жидкости, а также учитывает влияние инерционных сопротивлений. Особенности фильтрации газированной жидкости в уравнении Фетковича характеризуются параметром n. Показатель степени n является величиной эмпирической. Как показали результаты некоторых компьютерных моделирований [6], данный параметр зависит от газонасыщенности и давления, а также от отклонения процесса фильтрации от закона Дарси.

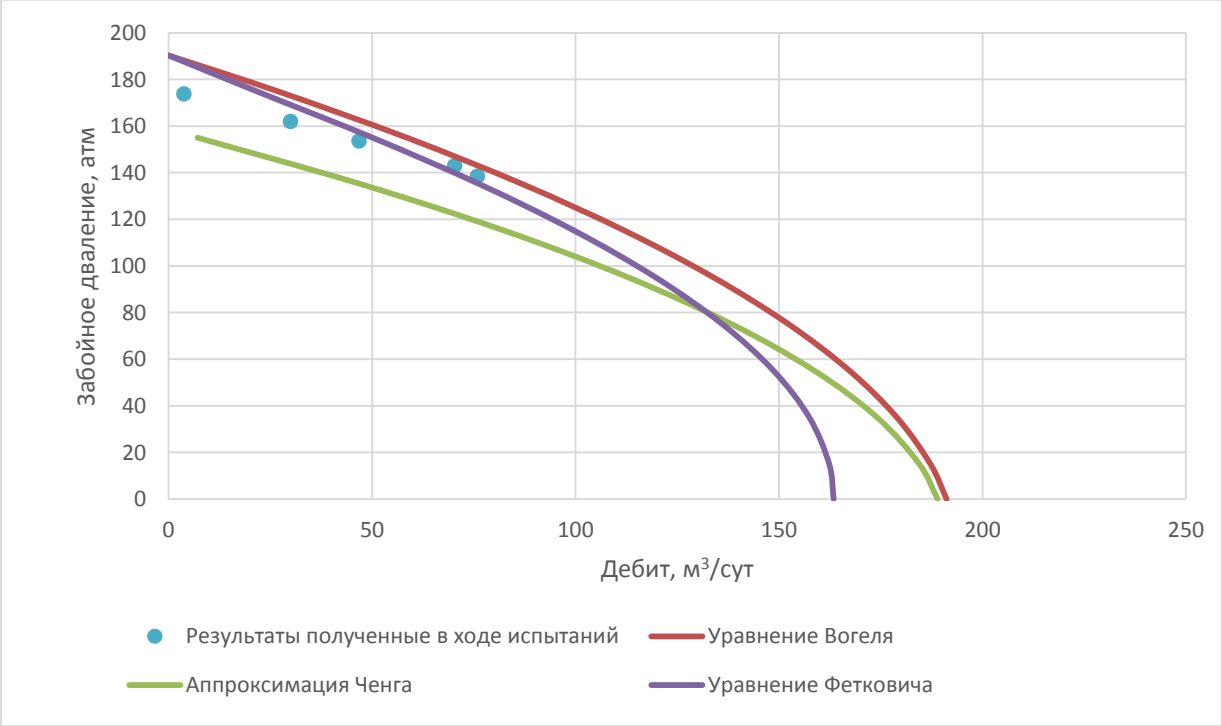


Рис. 2. Индикаторная диаграмма для скважины № 227

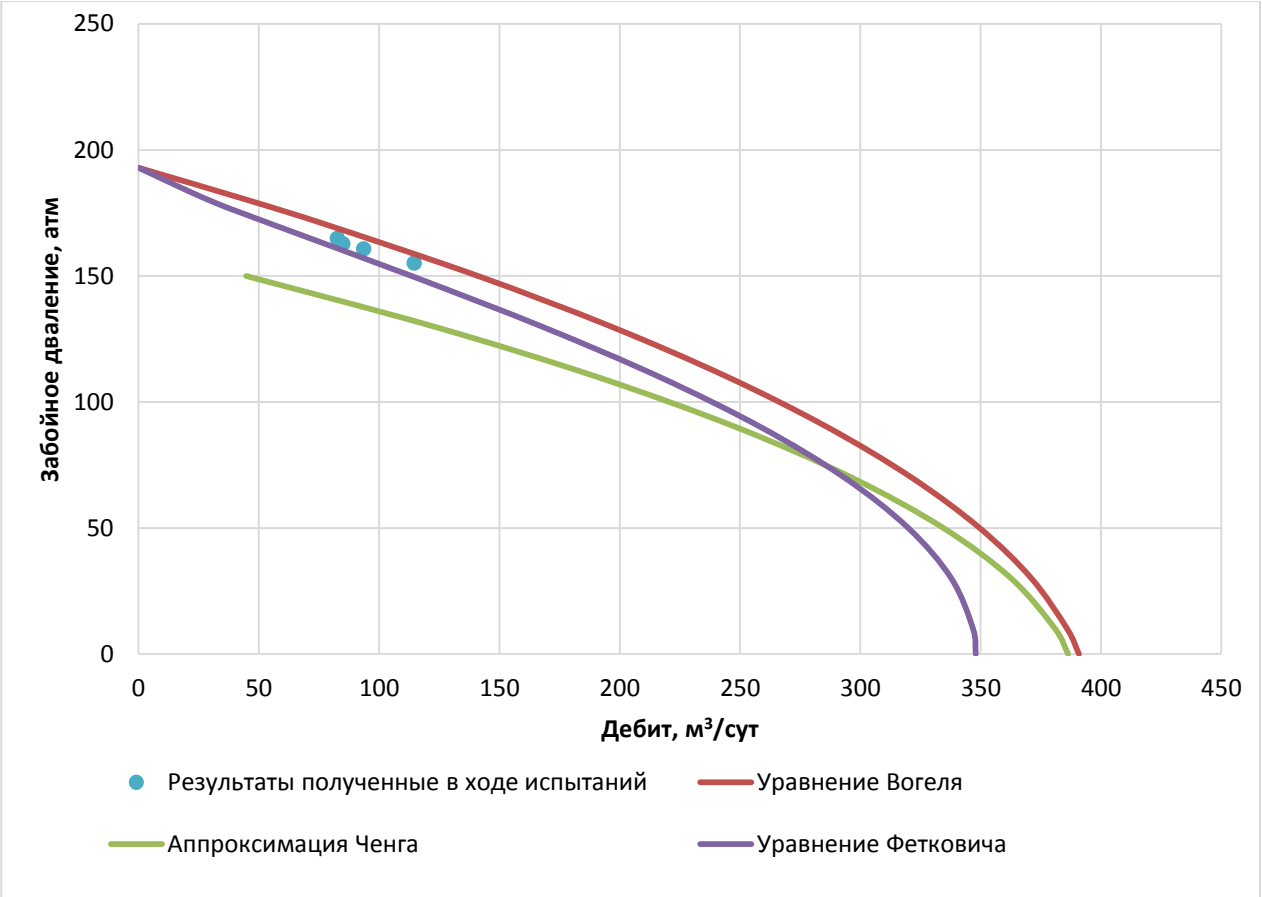


Рис. 3. Индикаторная диаграмма для скважины № 138

При разработке пласта в режиме растворенного газа параметр *n* изменяется во времени по мере падения пластового давления и поэтому расчет дебитов для различных значений забойных давлений по формуле (2) справедлив только для одного значения текущего пластового давления. При пластовом давлении, превышающем давление насыщения, величина *n* относительно стабильна во времени, поскольку газонасыщение и подвижность нефти будут определяться не текущим значением пластового давления, а практически неизменной величиной давления насыщения.

Список литературы

1. Мартюшев Д.А. Определение рационального забойного давления добывающих скважин при разработке карбонатных коллекторов// Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 22–24.

2. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells // JPT. Jan. 1968. P. 83–92.

3. Анализ методов интерпретации индикаторных диаграмм для скважин с трещинами гидроразрыва пласта при забойном давлении ниже давления насыщения с помощью численного моделирования / С.Г. Вольпин,

А.В. Свалов, И.В. Афанаскин [и др.] // Труды НИИСИ РАН. – 2014. – Т. 4. – № 1. – С. 66–69.

4. Повышение информативности исследований скважин, работающих при забойном давлении ниже давления насыщения, методом установившихся отборов / Н.Н. Диева, С.Г. Вольпин, Д.А. Корнаева, Ю.М. Штейнберг // Бурение и нефть. – 2014. – № 1. – С. 41–43.

5. Cheng A.M. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted / Horizontal Wells, SPE Paper 20720, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, L.A., 23–26 September.

6. Camacho-V R.G., Raghavan R. Some Theoretical Results Useful in Analyzing Well Performance Under Solution-Gas Drive // JPT. – June. – 1991. – P. 190–198.

УДК 553.982.23

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА $АВ_1$ РАННЕМЕЛОВОГО ВОЗРАСТА СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.Б. Жамсаранова
Научный руководитель **Т.А. Гайдукова**, доцент
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

Развитие нефтяной промышленности в Томской области началось в 1962 г. с открытием Советского месторождения. В 1966 г. оно введено в опытно-промышленную разработку. Месторождение многопластовое, нефтегазоносность доказана открытием 19 залежей и по количеству запасов относится к категории крупнейших. Стоит отметить, что месторождение находится на четвертой стадии разработки и обводненность скважинной продукции составляет более 80 %. В связи с этим возникла необходимость пересмотреть геологию и экономическую рентабельность разработки низкопродуктивных пластов в разрезе месторождения.

В тектоническом отношении Советское месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской плиты. Советское нефтяное месторождение приурочено к Советскому, Соснинскому, Медведьевскому и Нижневартовскому поднятиям, осложняющим Сосновско-Медведьевский вал юго-восточного склона Нижневартовского свода.

Залежь нефти пласта $АВ_1$ содержит более 70,9 % остаточных извлекаемых запасов от первоначально утвержденных по категории $С_1$. Пласт $АВ_1$ представляет собой частое, тонкослоистое, линзовидное переслаивание глинистых песчаников, алевролитов и глин. Продуктивный пласт $АВ_1$ характеризуется ярко выраженными низкими фильтрационно-емкостными свойствами, повышенными неоднородностями строения, при этом по всей толщине нефтенасыщен, характеризуется низкими дебитами, а значит, и низким коэффициентом продуктивности. Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 4,8 до 24,9 м, в среднем составляет 15,6 м. (рис. 1). В пласте $АВ_1$ выделено пять нефтенасыщенных песчаных пропластков: $АВ_1^{1}$, $АВ_1^{2а}$, $АВ_1^{2б}$, $АВ_1^{3}$ и $АВ_1^{4}$. Залежь нефти пластовая сводовая [1].

© Жамсаранова А.Б., 2017

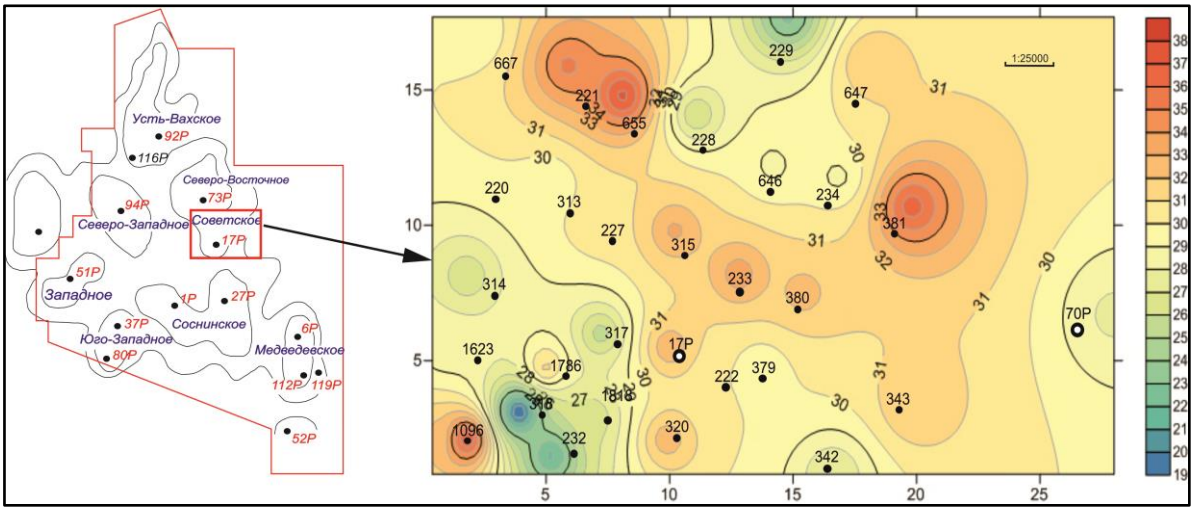


Рис. 1. Схема локальных поднятий Советского месторождения
и карта толщин пласта $АВ_1$ центрального участка Советского поднятия

В наших исследованиях проведен анализ палеотектонических условий формирования пласта в северо-восточной части Советского месторождения. Палеотектонический анализ показал, что неравномерность распределения толщин пласта $АВ_1$ обусловлена разными тектоническими условиями формирования. Наиболее интенсивное прогибание происходило в восточной части участка в сторону Колтогорского прогиба. К центральной части свода скорость погружения была менее интенсивна, следовательно, на этих участках формирование пород происходило в разных фациальных условиях.

Анализируя диаграммы ГИС, можно выделить пропластки, разные по литологическому составу. Это связано с чередованием периодов прибрежно-морской обстановки осадконакопления. Однако глинистые прослои в «штормовых» песчаниках шельфовой зоны не сохраняют литологически однородную среду. Это связано с тем, что на сформированный в период спокойной седиментации маломощный глинистый покров оказывает сильное гидродинамическое воздействие последующая штормовая обстановка. При этом глинистый материал смешивается с песчаными разностями, образуя песчано-глинистые линзы с волнистой прерывистостью, «рябчиковой» текстурой. Одна из важных особенностей штормовых песчаников – значительное латеральное развитие [2].

Согласно рис. 2 пачки штормовых слоёв формируются в результате периодического разрушения баровых построек, следовательно, песчаный материал за короткий промежуток времени транспортируется на значительное удаление от береговой линии в сторону моря, выстилая дно осадочного бассейна маломощным, но обширным по площади песчаным покровом. Последующее «затишье» способствует накоплению перекрывающего прослоя глин, а дальнейшая активизация волновой деятельности возобновляет процесс транспортировки грубообломочного материала.

Усиление гидродинамической активности способствует дроблению сформировавшегося глинистого прослоя и внедрению отдельных его частей в подстилающие песчаные отложения, что приводит к формированию прерывистой слоистости [1].

По данным ГИС, проводимых в скважинах центральной части Советского поднятия, изучены фильтрационно-емкостные свойства пласта $АВ_1$. Исследования показали (рис. 3) увеличение значений этих свойств в северо-восточном направлении, в сторону Колтогорского прогиба (рис. 4).

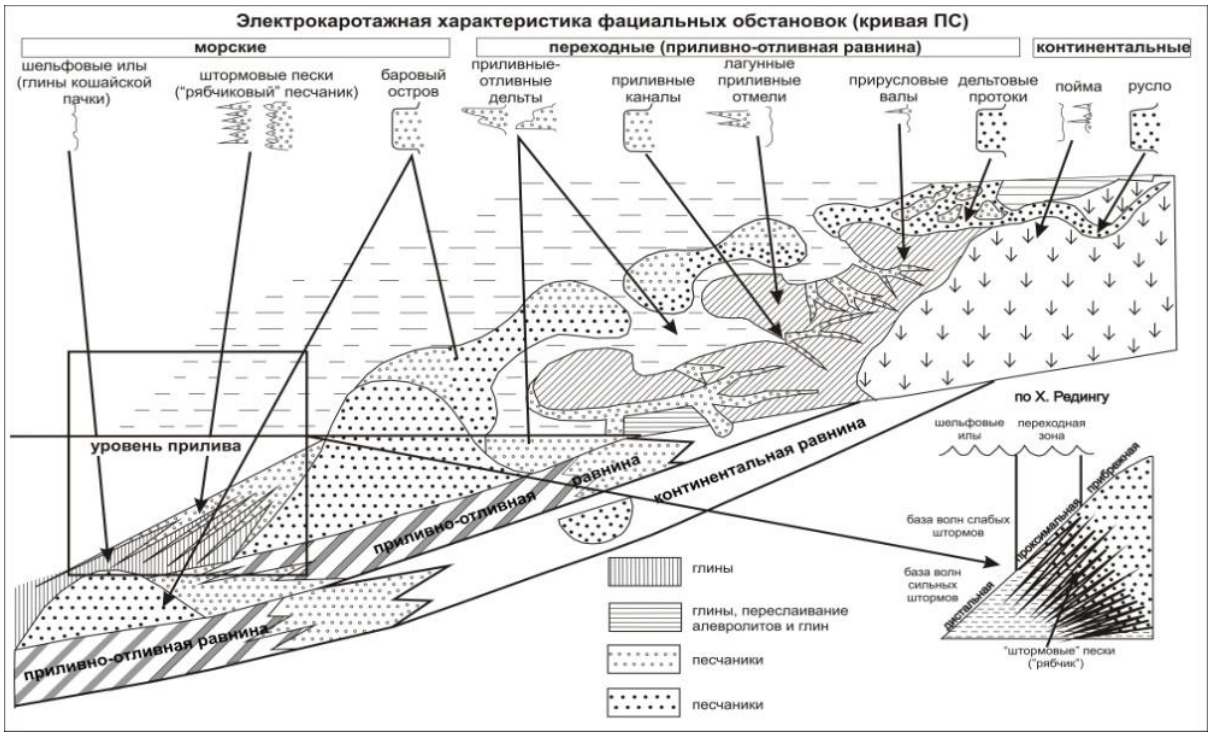


Рис. 2. Палеогеографические условия формирования «рябчиковых» песчаников

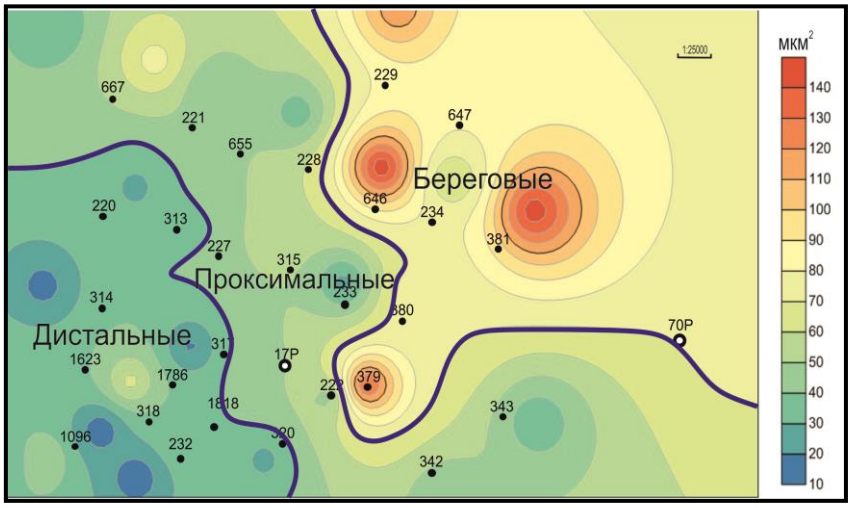


Рис. 3. Карта проницаемости пласта $АВ_1$ участка исследований

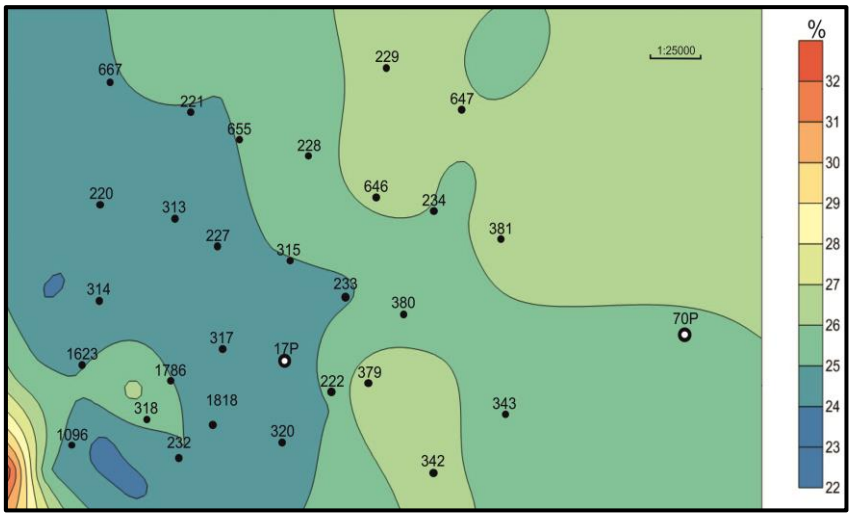


Рис. 4. Карта пористости пласта $АВ_1$
участка исследований

В результате исследования установлено, что формирование пласта $АВ_1$ происходило в прибрежно-морской трансгрессивной обстановке осадконакопления. Береговая зона с такими тектоническими условиями имеет широкое площадное распространение по всему Нижневартовскому своду, особенно высокие коэффициенты проницаемости отмечаются в восточном направлении.

По результатам исследований фильтрационно-емкостных свойств и палеотектонического анализа в центральной части Советского поднятия можно сделать вывод, что при разработке залежи для повышения добычи нефти наиболее рациональным методом является индивидуальная технология гидроразрыва пласта $АВ_1$.

Список литературы

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович [и др.]. – М., 1975. – 561 с.

2. Рединг Х. Обстановки накопления и фации. Т. 1. – М. : Мир, 1977. – 245 с.

3. Иванова М.М., Чолоский И.П., Брагин Ю.И. Нефтепромысловая геология : учеб. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.

Секция 3

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

УДК 67.05

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОЧИСТКИ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

К.М. Ананьев, А.Г. Балаганская
Научный руководитель **Э.А. Петровский**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

В процессе длительной эксплуатации резервуаров с плавающей крышей, предназначенных для хранения сырой нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) и нефтебазах, происходит значительное накопление на днище асфальтено-смоло-парафинистых отложений (АСПО).

Актуальность работы заключается в том что для НПЗ топливного профиля отсутствует эффективная методика борьбы с донными отложениями в нефтяных резервуарах, которая позволила бы без вывода резервуара в ремонт, в короткие сроки провести их профилактическую очистку, экспертизу промышленной безопасности, своевременно выявить и устранить замечания.

Под влиянием агрессивной среды АСПО происходит активная коррозия стенок и днища сырьевых резервуаров НПЗ. На практике их чистка производится непосредственно из-за необходимости проведения ремонта по техническому состоянию. Как следствие, снижается операционная готовность предприятия и надёжность всех технологических процессов, повышается риск возникновения аварийной ситуации, остановки завода.

Не решен также вопрос эффективного использования извлечённых остатков, из-за чего возникает необходимость прибегать к услугам сторонних организаций.

Целью работы является повышение надёжности эксплуатации нефтяных резервуаров и резервуарного оборудования НПЗ, увеличение межремонтного периода их использования, снижение времени простоя оборудования, повышение операционной готовности предприятия в целом.

Путём проведения комплекса экспериментальных исследований, обработки статистических данных, построения математической модели спроектирован комплекс технологического оборудования, позволяющий в короткий срок проводить очистку нефтяных резервуаров НПЗ от АСПО по закрытой схеме, используя собственные технические возможности, не прибегая к ручному труду и услугам подрядных организаций.

Существует ряд известных способов борьбы с АСПО, в частности при транспортировке нефти наибольшее распространение получил метод использования тепловой энергии путём подогрева рабочей среды. В нефте-

© Ананьев К.М., Балаганская А.Г., 2017

добывающей промышленности активно используются депрессаторы, ингибиторы и растворители АСПО. При хранении в нефтяных резервуарах и емкостях нефтебаз и НПЗ высокую эффективность борьбы с донными отложениями показали размывные устройства, представленные в богатом ассортименте на рынке оборудования в различном техническом исполнении.

Практический опыт использования размывного оборудования на примере Ачинского НПЗ, где до 2003 г. применяли схему горячего размыва в нефтяных резервуарах, показал, что данный способ даёт высокий эффект в борьбе с АСПО, но нежелателен к применению, так как оказывает негативное влияние на технологический процесс первичной нефтепереработки, а именно: уносимые в составе нефти в высокой концентрации АСПО в результате размыва засоряют трубное пространство кожухотрубчатых теплообменников и нарушают режим работы колонн, что приводит к вынужденной остановке завода на ремонт, простою и, как следствие, к значительным финансовым потерям. По этой причине с 2003 г. на Ачинском НПЗ отказались от использования данной методики.

При изучении технической документации, а именно коррозионных карт резервуаров, было выявлено, что при проведении толщенометрии с 1999 по 2003 г. толщина стенок первого пояса резервуаров, где происходит основная часть отложений АСПО, оставалась на уровне первоначального значения, но в период с 2004 по 2008 г. наблюдалась активная коррозия (см. таблицу), в результате чего возникла необходимость вывода резервуара в ремонт в зимнее время года в период с ноября 2008 г. по февраль 2009 г.

Таблица

Результаты толщенометрии первого пояса нефтяного резервуара Р-1

Уровень замеров	Номер точки	Год						
		1999	2003	2004	2005	2006	2007	2008
I пояс (первоначальная толщина стенки в 25 мм)	1	24,9	25,0	24,8	24,7	24,7	24,4	24,4
	2	25,0	25,0	24,7	24,7	24,6	24,6	24,4
	3	25,2	25,2	24,9	24,5	24,3	24,4	24,0
	4	24,8	25,2	24,8	24,6	24,4	24,2	24,2
	5	24,9	27,8	24,6	24,8	24,5	24,3	24,4
	6	24,9	25,0	24,7	24,6	24,5	24,4	24,3
	7	25,3	25,2	25,0	24,7	24,6	24,8	23,9
	8	25,0	25,2	24,5	24,5	24,4	24,1	24,2
	9	24,9	25,1	24,6	24,5	24,6	24,3	24,5
	10	25,0	25,0	24,7	24,8	24,6	24,7	24,6
	11	25,1	24,9	24,9	24,7	24,4	24,2	24,8
	12	25,3	25,0	24,8	24,7	24,7	24,0	24,1
	13	25,1	25,3	24,8	24,9	24,5	24,4	24,2
	14	25,3	25,0	24,7	24,5	24,4	24,4	24,1
	15	24,8	25,2	24,8	24,7	24,6	24,3	24,1

Исходя из этого можно утверждать, что АСПО обладают агрессивными свойствами и оказывают негативное влияние на техническое состояние резервуарного парка сырой нефти.

В настоящий момент метод очистки резервуаров заключается в пропарке, продувке, вскрытии и ручном извлечении отложений, является малоэффективным, требует больших энергетических и временных затрат, что не соответствует предъявляемым требованиям по срокам и эффективности выполнения данного вида работ.

Сущность предложенной методики заключается в разработке и проектировании стационарной станции очистки нефтяных резервуаров путём совмещенного теплового воздействия и растворения, используя при этом полупродукты и товарную продукцию НПЗ в качестве как теплоносителя, так и растворителя.

На основании лабораторных исследований по физико-химическим свойствам АСПО и используемым компонентам, которыми были выбраны топливо маловязкое судовое (далее ТМС) в качестве теплоносителя-растворителя и мазут топочный для вовлечения в него полученной смеси, с помощью метода ортогонально-матричного планирования эксперимента была подобрана оптимальная компоновка (в масс. ч.) 5 : 5 : 100 = АСПО : ТМС : мазут.

На опытно-экспериментальной установке был смоделирован процесс очистки, заключавшийся в вовлечении в цилиндрическую ёмкость объёмом 50 л нагретого до температуры плавления отложений 70–75 °С ТМС в количестве 6 л на 6 л АСПО, после чего была настроена горячая циркуляция.

Испытания на опытно-экспериментальной установке показали, что предлагаемый метод обеспечивает полное и равномерное плавление и растворение АСПО как со стенок, так и на днище резервуара без образования застойных зон.

На основании проведённых испытаний сделан вывод, что данный способ применим к использованию и удовлетворяет требованиям по его эффективности.

Путём построения математической модели был спроектирован комплекс технологического оборудования [1, 2] для очистки нефтяных резервуаров объёмом 50 000 $м^3$, который представляет собой стационарную очистную станцию, расположенную в резервуарном парке сырой нефти применительно к схеме Ачинского НПЗ. Технологическая схема станции представлена на рисунке.

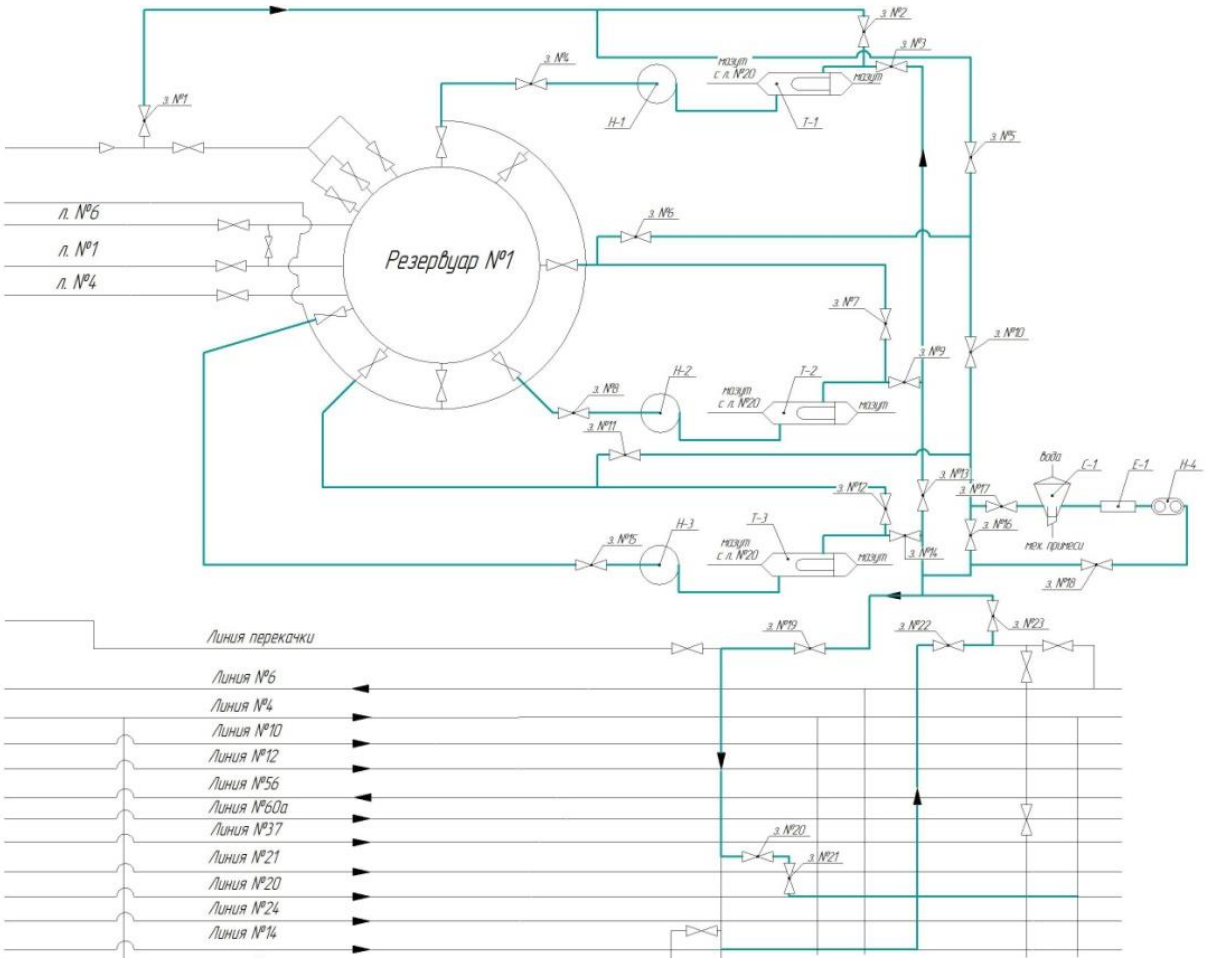


Рис. Технологическая схема очистной станции для РПСН

Свежее ТМС из линии (л.) 14 тремя параллельными потоками проходит через три теплообменника типа «труба в трубе» Т-1, Т-2, Т-3, подогреваемое теплом мазута л. 20, где нагревается до температуры 45–50 °С, затем центробежными насосами Н-1, Н-2, Н-3 по трём параллельным направлениям подаётся в напорно-размывную линию, которая имеет по три нагнетательных и всасывающих патрубка, вмонтированных в стенки первого пояса резервуара с противоположных друг к другу сторон. После поступления ТМС в резервуар в заданном количестве прекращается подача свежего топлива и по трём параллельным циркуляционным линиям настраивается горячая циркуляция, в результате чего температура смеси в резервуаре достигает 70–75 °С.

После того как всё содержимое резервуара перейдёт в однородное жидкое состояние, не прекращая циркуляции, смесь с каждой циркуляционной линии путём частичного открытия задвижек № 5, 6, 11 поступает в центробежный пластинчатый сепаратор С-1, где отделяется от воды и механических примесей, после чего поступает в буферную ёмкость Е-1, из которой откачивается шестеренчатым насосом Н-4 в линию товарного мазута (л. 20)

После откачки смеси ниже нижнего образующего патрубков напорно-размывной линии предусмотрена подача в резервуар горячей воды и пара, что также способствует разогреву смеси АСПО и ТМС; вовлечение воды в свою очередь обеспечит подъём уровня в резервуаре, а из-за разницы плотностей воды и углеводородов произойдёт их расслоение, что позволит произвести откачку остатка отложений по предложенной схеме, после чего можно дренировать оставшуюся воду и в зависимости от технического состояния резервуара провести необходимые работы.

Монтаж очистной станции позволит проводить профилактические чистки нефтяных резервуаров, экспертизу промышленной безопасности и устранять выявленные замечания.

Применение данной методики обеспечит значительное увеличение межремонтного периода РПСН, снижение простоя оборудования, повышение надёжности процессов хранения нефти и её первичной переработки.

Список литературы

1. Борисов Г.С., Брыков В.П., Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию. – М. : Химия, 1991. – С. 19–21.

2. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб. пособие для вузов. – М. : Альянс, 2013. – С. 90–91.

УДК 621.847

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЗУБЧАТОЙ ПЕРЕДАЧИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАЛЛОПЛАКИРУЮЩИХ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

К.М. Войткин, С.К. Апресян
Научный руководитель **С.Г. Докшанин**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Механизм, заключающий зубчатую передачу в отдельный корпус – редуктор, нашел широкое применение в нефтегазовой отрасли. Его конструкция стала основой привода буровой лебедки, скважинной штанговой насосной установки, а также редукторного турбобура.

Надежность машины зависит от методов и условий эксплуатации, принятой стратегии технического обслуживания и ремонта, режимов работы и других факторов. Интенсивность износа зубчатых колес напрямую связана со скоростью их вращения, плавностью работы двигателя, ударными нагрузками, воспринимаемыми при монтаже редуктора, а также при работе валов, климатическими условиями. Все эти факторы влияют на срок службы редуктора и способны в значительной мере снизить его.

В период эксплуатации износу подвержены посадочные отверстия валов, подшипники качения, зубчатые колеса, уплотнения валов. И если процедура капитального ремонта подшипников и уплотнений подразумевает их замену, то ремонт зубчатых колес, напротив, представляется более сложной операцией: он возможен только в специально оборудованных помещениях, а транспортировка и демонтаж составляют значительную долю расходов. В связи с этим повышение надежности зубчатых передач является важной задачей, а целью её решения – увеличение срока службы машины.

Повышение износостойкости зубчатого колеса и шестерни возможно на трёх стадиях. На стадии проектирования прибегают к изменению профиля рабочей поверхности, корригированию [4]. На втором этапе, при изготовлении, применяют различные методы упрочнения, такие как цементация, азотирование, сплошная или поверхностная закалка зубьев, цианирование, накатывание [3]. Наиболее новой и прогрессивной является возможность повышения надежности зубчатых передач на стадии их эксплуатации посредством улучшения качества применяемого смазочного материала вводом добавок и наполнителей, снижающих коэффициент трения и уменьшающих износ [2].

© Войткин К.М., Апресян С.К., 2017

Отличительной особенностью металлоплакирующих смазочных материалов является наличие в их составе ультрадисперсных порошков мягких металлов (олово, свинец, медь и др.), сплавов и их окислов, солей и комплексных соединений металлов, металлоорганических соединений. Их разработка обусловлена доказательством существования эффекта безызносности, согласно которому трение может быть созидательным явлением. В процессе эксплуатации узлов трения в зоне контакта самопроизвольно образуется тонкая металлическая пленка, создающая условия безызносного трения. Применение металлоплакирующих смазочных материалов способно повысить ресурс работы оборудования на 30–200 % [1].

На графиках, представленных на рис. 1 и 2, приведены зависимости изменения износа образцов от времени испытаний при смазывании чистым маслом и маслом с добавкой ультрадисперсного медного порошка соответственно.

Исследования противоизносных свойств предлагаемых металлоплакирующих добавок выполнялись на машине трения по схеме «ролик–ролик», которая моделирует контакт зубьев цилиндрической зубчатой передачи. Образцы диаметром 40 мм и шириной 10 мм изготавливались из стали 45 твердостью *НВ* 220 без дополнительной термообработки, контактирующие поверхности подготавливались шлифованием, параметр шероховатости R_a = 1,6 мкм.

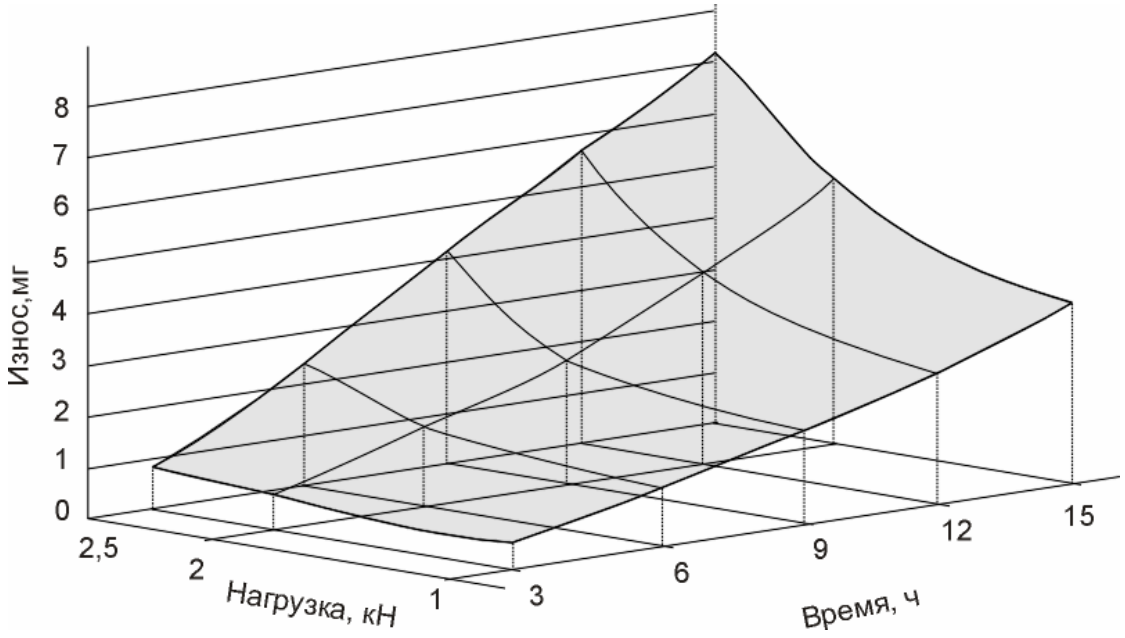


Рис. 1. Зависимость изменения износа образцов от времени испытаний при смазывании маслом с добавкой ультрадисперсного медного порошка

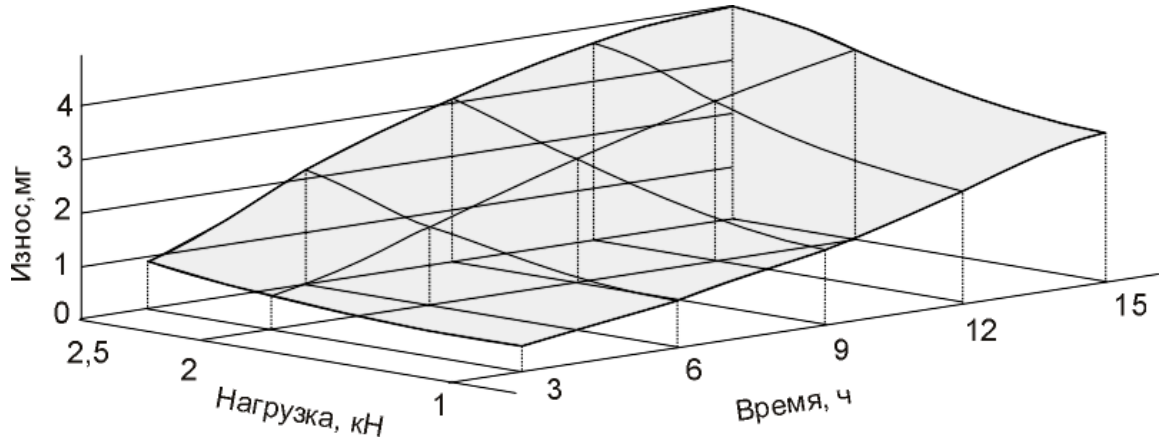


Рис. 2. Зависимость изменения износа образцов от времени испытаний при смазывании маслом с добавкой ультрадисперсного медного порошка

Время одного цикла испытаний составляло 15 ч. Нагрузка на образец изменялась до 2,5 кН, частота вращения образца составляла 430 об/мин. В качестве основы для внесения ультрадисперсной добавки использовалось смазочное масло И–50А. Испытания проводились для смазочных композиций с содержанием ультрадисперсного медного порошка 5 % от массы базового смазочного материала.

Исследования по определению антифрикционных свойств также показали положительное влияние вводимых добавок: коэффициент трения при смазывании смазочным маслом с медным порошком снизился на 55–60 %.

Основываясь на проведенном анализе использования в зубчатых зацеплениях различных узлов и механизмов смазочных материалов с металлоплакирующими добавками, а также на результатах лабораторных исследований, можно заключить, что лучшими антифрикционными и противоизносными свойствами обладают созданные на основе масла И–50А смазочные композиции, в которых содержится ультрадисперсный медный порошок. Применение таких смазочных материалов способно в 1,5–2 раза увеличить срок службы зубчатого зацепления.

Использование металлоплакирующих смазочных материалов позволяет повысить долговечность узлов трения (в 2–3 раза), снижает потери на трение (на 30–200 %) и тем самым повышает КПД машин и оборудования, уменьшает расход смазочных материалов в 2–3 раза, увеличивает период между смазочными работами до 3 раз.

Список литературы

1. Гаркунов Д.Н. Триботехника. Износ и безызносность. – М. : Изд-во МСХА, 2001. – 605 с.

2. Пат. № 2293892 Российская Федерация: МПК51 F16C33/14 Способ формирования износостойкого антифрикционного покрытия металлических поверхностей узлов трения / В.М. Калуженов, В.Д. Воронков, Л.А. Воробьева, А.А. Яковлев; заявитель и патентообладатель В.М. Калуженов, В.Д. Воронков, Л.А. Воробьева, А.А. Яковлев. – 2006105289/11; заявл. 20.02.2006; опубл. 20.02.2007.

3. Пат. № 2574944 Российская Федерация: МПК51 C23 C8/26 C23C26/00 Способ химико-термической обработки деталей из сталей мартенситного класса / М.И. Оленин, В.И. Горынин, Б.И. Бережко, Г.Н. Николаевич, К.К. Ованесьян, А.Н. Фадеев; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное унитарное предприятие «Центральный научно-исследовательский институт конструкционных материалов "Прометей"» (ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей»). – 2014146150/02; заявл. 17.11.2014; опубл. 10.02.2016, Бюл. № 4.

4. Пат. № 6837123 B2 USAMПКF16H 55/08 NON-INVOLUTEGEARSWITHCONFORMALCONTACT / M. Richard Hawkins; заявитель и патентообладатель Richard M. Hawkins. – 2002/0134184; заявл. 31.02.2002; опубл. 04.01.2005.

УДК 621.6

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА, ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК, УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ОБЪЕМНЫХ КОМПРЕССОРОВ

А.Ю. Бабаев, М.В. Кижапкин
Научный руководитель **В.Б. Ясинский**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Газовая промышленность – самая молодая и быстро развивающаяся отрасль топливной промышленности. Она занимается добычей, транспортировкой, хранением и распределением природного газа. Продвигаясь по трубопроводу, газ теряет энергию, она тратится на преодоление силы трения как между стенкой трубы и газом, так и между слоями самого газа. Чтобы давление в трубопроводе поддерживалось на заданном уровне, на определённом расстоянии друг от друга необходимо наличие компрессорных станций, которые должны поддерживать давление.

Компрессор – машина для сжатия воздуха, газов, паров. Сжатие газа происходит в результате уменьшения объема, в котором заключен газ, при движении рабочего органа. Рабочий орган представляет собой как поршень в поршневых компрессорах, так и винты в ротационного типа компрессорах. В нефтегазовой отрасли применяется достаточно много разновидностей оборудования, в том числе и компрессоры низкого, среднего, высокого и сверхвысокого давления. Из-за особенностей условий эксплуатации и уникальности современных крупных компрессоров необходимо предъявлять повышенные требования к организации их технического обслуживания и ремонта, а также к повышению эксплуатационных характеристик, надежности, долговечности.

В данной статье рассматриваются компрессоры объемного типа. Винтовой компрессор применяется на станции низкого давления, поршневой отличается по своим эксплуатационным характеристикам от винтового и применяется на станциях высокого давления.

В связи с развитием винтовых компрессоров актуальность дальнейшего совершенствования теории и методов расчета винтовых машин еще более возросла. Многие характеристики винтовых компрессоров влияют на производительность, экономичность и весогабаритные размеры, но решающее влияние оказывает профиль зубьев. Рассмотрим основные требования к зацеплению

© Бабаев А.Ю., Кижапкин М.В., 2017

винтов компрессора, из которых вытекают и некоторые требования к профилям зубьев: зацепление винтов должно обеспечивать герметичность между областями нагнетания и всасывания, т. е. в нормальном к плоскости осей винтов направлении; зацепление винтов должно обеспечивать герметичность между парными полостями, т. е. в осевом (продольном) направлении.

На практике ни то, ни другое требование полностью не выполняется. Однако выполнение первого требования, как более важного, всегда обязательно при проектировании и изготовлении.

Обеспечение герметичности между профильными поверхностями винтов ввиду сложности их формы и непривычных технологических приемов, применяемых при их изготовлении, вызывает наибольшие затруднения. Для преодоления этих затруднений необходимы глубокие теоретические разработки по отысканию наиболее рациональных профилей для зубьев винтов и совершенствованию технологии изготовления винтовых поверхностей.

Поэтому наиболее рациональным является назначение зазоров также в торцовой плоскости с последующим переходом к измерению их в направлении нормалей к поверхностям, а также разработка технологического процесса сборки. В свою очередь, обеспечение радиального зазора приводит к уменьшению вибрации и биения, а также более продолжительному сроку службы винтов.

Уменьшение радиального зазора приводит к увеличению температурных напряжений, действующих на опорный подшипник скольжения, поэтому в связи с этим предлагается замена материала с баббита Б16 на Б83, тем самым увеличивается срок службы подшипника и не потребуется преждевременного ремонта.

Осевой же зазор предлагается обеспечивать посредством прокладок из промасленной бумаги в количестве пяти штук, устанавливаемых на опорную крышку ротора, что позволит уменьшить перетечки и упростить технологический процесс сборки.

Выбор зазоров для рабочего состояния компрессора может производиться двумя методами с таким расчетом, чтобы: а) сохранить постоянные зазоры между сопряженными участками профилей торцового сечения винтов и б) выдержать переменные, рационально назначенные зазоры между некоторыми из сопряженных участков профилей в сочетании с постоянными зазорами на других участках торцового сечения винтов.

Практика полностью подтвердила, что наиболее рациональным методом назначения зазоров между контурами торцового сечения винтов является второй метод.

Также на производительность компрессора влияют не только его конструктивные характеристики, а компрессорная установка в целом, то есть то оборудование, которым оснащена линия.

Рассмотрим газокомпрессорную станцию низкого давления на примере Ванкорского месторождения. Существенным недостатком, влияющим на работу компрессора, является его остановка по причине низкого порогового давления. Это вызвано тем, что поступление попутного нефтяного газа является не постоянным, а пульсирующим и каждый раз на компрессор приходит разное количество газа, что способствует его остановке, если эта порция слишком мала.

Поэтому целесообразно было бы применить электрический контроллер, привязанный к давлению в компрессоре, и впускной клапан, который бы регулировался контроллером и подпитывал бы компрессор.

Это способствовало бы повышению надежности работы и долговечности данного компрессора.

Прогрессивным в развитии поршневых компрессоров явился переход на оппозитное исполнение компрессоров крупной и средней производительности. Оппозитные компрессоры, представляющие собой горизонтальные машины с встречным движением поршней и расположением цилиндров по обе стороны вала, отличаются высокой динамической уравновешенностью, меньшим габаритами и массой.

Рассмотрим на примере поршневого оппозитного компрессора американской марки Ariel правильность организации системы технического обслуживания, возникающие причины неисправностей, останова и выхода из строя компрессора, а также рекомендации по модернизации уплотнения поршня в связи с его уменьшением веса, уплотнительных колец и сальников.

Основные причины останова компрессора:

- вибрация вентиляторов АВО и компрессора;
- повышенная температура цилиндра на входе и выходе ступеней сжатия компрессора, повышенная температура цилиндра;
- повышенная температура коренного подшипника и масла в картере компрессора.

Со временем износ направляющих уплотнительных колец приводит к утечке масла, что допустимо только в определенных пределах. Масло обычно используют в качестве смазки между поршнем и стенкой цилиндра, чтобы предотвратить чрезмерный износ опорных поверхностей и свести к минимуму возникновение утечки. Однако проблема смазки маслом заключается в том, что смазочное масло может загрязнять сжатый газ. Для создания «безмасляного» компрессора требуется тщательный подбор материала уплотнительных колец и их закрепление на поршне.

Предлагаются уплотнительные кольца, выполненные из материалов с хорошими смазывающими и износостойкими свойствами, такими как политетрафторэтилен (PTFE), для поршневых компрессоров средней производительности широко известный как тефлон. Фторопласт (тефлон) – хороший антифрикционный материал с высоким коэффициентом трения скольжения.

Компрессор Ariel относится к компрессорам высокой производительности (работает при сверхвысоком создаваемом давлении 280–350 МПа, скорость поршня равна 5,52 м/с). Фторопластовые уплотнения применяются на данном компрессоре KBB заводом-изготовителем Ariel. В процессе эксплуатации компрессора было выяснено, что материал фторопласт (C_2F_4), хоть и обладает высоким коэффициентом устойчивости к химическим средам, также имеет очень высокий коэффициент трения. В процессе эксплуатации на Ванкорском месторождении была замечена тенденция останова и выхода из строя компрессора именно вследствие быстрого износа и пропуска масла поршневого фторопластового уплотнения.

Подобрав более подходящий материал и произведя расчеты, предлагается фторкаучуковое поршневое уплотнение. Такой элемент скольжения выдерживает десятки килограммов на квадратный миллиметр и состоит из металлической основы, на которую нанесено фторкаучуковое покрытие. На свойства фторкаучука не влияют растворители сложных эфиров и агрессивные кислоты. Наличие низких поверхностных натяжений и адгезии позволяет находить свое применение в эксплуатации компрессоров. Фторкаучук обладает высокой теплостойкостью, остаётся гибким и эластичным при температурах от –40 °С до +320 °С, является прекрасным изоляционным материалом.

В таблице представлены результаты расчетов фторопластовых и фторкаучуковых поршневых колец.

Таблица

Результаты расчетов

Расчетные характеристики	Фторопласт	Фторкаучук
Среднее давление кольца на стенку, МПа	0,024	0,026
Напряжение изгиба кольца в рабочем состоянии, МПа	204,6	221,6
Осевое усилие, МПа	7,71	6,98
Коэффициент трения уплотнения	0,12	0,09
Сила прижатия уплотнения к поршню, МПа	3,16	3,79
Сила трения, кН	0,01	0,006
Мощность, теряемая на трение, кВт	0,13	0,07

Также актуальность замены уплотнений состоит в том, что фторкаучуковые уплотнения широко производятся по всей России, имеется завод по изготовлению фторкаучуковых уплотнений и в Красноярском крае. Поэтому с точки зрения экономической выгоды переход на этот материал очень целесообразен, так как уменьшается простой оборудования и всего цеха, доставка уплотнений сокращается в несколько раз.

Также для повышения надежности и увеличения срока службы компрессора предлагается внедрить подшипниковое устройство, которое обра-

зует подшипниковую систему из поступающего извне сжатого газа, в которой газовая пленка образуется по меньшей мере в одном месте или в нескольких местах между одним или несколькими кольцевыми элементами и цилиндром, причем газовая пленка по меньшей мере частично несет массу узла поршень/поршневой шток.

В эксплуатационных условиях проблема частого износа уплотнительных колец, который ведет к негерметичности и биению (что допустимо только в определенных пределах), негативно сказывается в целом на производительности самого компрессора. В связи с этим целесообразно произвести модернизацию уплотнительных элементов поршневого оппозитного компрессора.

Список литературы

1. Пластинин П.И. Поршневые компрессоры. В 2 т. Т. 1. Теория и расчет. – М. : КолосС, 2006. – 456 с.

2. Пластинин П.И. Поршневые компрессоры. В 2 т. Т. 2. Основы проектирования. – М. : КолосС, 2008. – 711 с.

3. Сакун И.А. Винтовые компрессоры. – М. : Машиностроение, 1970. – 400 с.

УДК 656.7

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ БЕСПИЛОТНЫХ АВИАЦИОННЫХ СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.Е. Бурцев
Научные руководители: **А.С. Сатышев**, ст. преподаватель;
П.В. Ковалевич, ст. преподаватель
Сибирский федеральный университет

Авиация в последние годы становится все в большей степени беспилотной. Беспилотные летательные аппараты (БПЛА) постепенно становятся главной продукцией многих авиационных фирм. Появляется большое количество разработчиков и производителей, занимающихся исключительно беспилотными аппаратами и системами. Это происходит по ряду причин. Сами БПЛА, как правило, гораздо дешевле пилотируемых самолетов и вертолетов. Дешевле, чем подготовка летчика, обходится и подготовка оператора беспилотной системы. Отсутствие пилота позволяет исключить бортовые системы жизнеобеспечения, уменьшить массу и габариты БПЛА, а также увеличить диапазон допустимых перегрузок и влияющих факторов. Большое значение имеет и фактор безопасности: потери беспилотных аппаратов не ведут к потере пилотов.

Диапазон существующих и разрабатываемых аппаратов очень широк: от микро- и мини-БПЛА до тяжелых многотонных аппаратов, а также БПЛА, способных выполнять сверхдальние и сверхвысотные полеты длительностью в несколько месяцев. Назначение современных БПЛА не ограничивается только военной областью. Стремительно расширяется и сфера их гражданского применения (в таких отраслях, как нефтегазовая промышленность, транспорт, строительство, сельское хозяйство, связь и др.), что придает дополнительные импульсы развитию беспилотной авиационной техники. Большой рост количества разработок БПЛА именно в последнее десятилетие не случаен. Этому способствовали определенные объективные предпосылки, которые созрели именно к этому времени. Они связаны с серьезными технологическими успехами в различных областях. Например, этому способствовало:

- появление новых легких и прочных материалов, особенно композитных;
- быстрое развитие микроэлектронной компонентной базы: микроконтроллеров, микросистемных навигационных датчиков, приемопередат-

© Бурцев А.Е., 2017

чиков радиосигналов, различных СВЧ-устройств, микроэлектронных драйверов сильноточных потребителей, миниатюрных видеокамер и т. д.;

- появление и быстрое развитие высокоэффективных возобновляемых источников питания (на основе литий-полимерных аккумуляторов, топливных элементов и др.);
- разработки в области высокоресурсных бесколлекторных электродвигателей, а также реактивных и поршневых двигателей;
- развитие спутниковых систем глобального позиционирования;
- общее развитие вычислительной техники, включая появление специальных операционных систем, интерфейсов, математического и алгоритмического обеспечения.

Разработками в области беспилотной авиационной техники занимаются в разных странах как крупные фирмы, так и небольшие специализированные предприятия, подразделения университетов и даже отдельные энтузиасты-любители [3].

Российская индустрия беспилотных авиационных систем гражданского применения состоит сегодня из аппаратов класса до 30 кг и по своим возможностям приближается к мировому уровню. Аппараты более тяжелых классов находятся в стадии разработки. Спектр возможного применения беспилотной техники очень широк, однако реальный объем рынка авиаработ в России на два порядка отстает от рынка боевого применения беспилотных авиационных систем (БАС).

Рынок технологий БАС России развивается активно, несмотря на макроэкономические трудности. Происходит наверстывание упущенного в российских технологиях от мирового уровня в боевой составляющей и рост рынка гражданского применения. В России повторяются общемировые тенденции и пропорции нового растущего сегмента авиационной индустрии с учетом особенностей географии и природы. С одной стороны, значительные пространства, низкая интенсивность воздушного движения создают большие потребности и благоприятные возможности для развития гражданского рынка БАС, с другой стороны, суровый климат обусловливает более жесткие требования к технике.

Целями создания БАС являются решение прикладных инженерных, научных и других задач (мониторинг сооружений, природных объектов, сельскохозяйственных полей, геодезия, маркшейдерия, транспортировка грузов и т. д.). Беспилотные технологии придают большую эффективность и новые возможности всему авиационному комплексу, поэтому имеет смысл говорить о рынке технологий БАС.

Сегодня российский, как и весь мировой рынок беспилотных технологий, состоит из трех основных составляющих, которые развиваются по своим законам:

- БАС военного назначения (Military);

- гражданские системы (Civil industry);
- беспилотные игровые системы (Models).

На общем мировом рынке беспилотных авиационных технологий ключевые позиции занимают: США (65 %), Израиль (6 %), Китай (5 %), Россия (4 %), страны Европейского союза (3 %). Суммарный объем оценивается ~ 6,7 млрд долл., а среднемировые темпы ежегодного роста ~ 8 %. Опережающими темпами (до 15 %) растут рынки Латинской Америки, Европы, Китая, Юго-Восточной Азии. Технологическими «локомотивами» беспилотной индустрии являются оборонный и отчасти «игрушечный» (класса «микро») сегменты. [1]

Область применения гражданских систем беспилотных технологий:

1. Дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ) и мониторинг. Дистанционное зондирование Земли, включая картографирование и обследование объектов наземной инфраструктуры (промышленной, транспортной, гражданской и т. п.) посредством БВС. Потенциал развития сегмента в РФ велик: территория страны огромна, что приводит к значительной протяженности инфраструктурных объектов, требующих регулярного мониторинга. Учитывая высокую стоимость доставки ЛА на место проведения работ и выполнения сплошной съемки в удаленных регионах, мониторинг с использованием БАС существенно выигрывает в эффективности и является экономически гораздо более выгодным решением. При этом помимо доступа к огромному рынку у российских игроков есть необходимые наработки и компетенции для захвата лидирующих позиций:

- российские инженеры являются лидерами в мировом авиамодельном спорте. Спортсмены разрабатывают для своих аппаратов уникальные технологии, которые затем применяются в коммерческих БВС;
- в России традиционно сильны разработчики различных физических сенсоров, которые уже составляют до 40 % стоимости БАС;
- российские разработчики являются мировыми лидерами на рынке ПО для обработки материалов аэрофотосъемки (это одна из ключевых технологий ДЗЗ с БВС – российское ПО используется в 88 странах мира). Таким образом, можно ожидать, что доля России в мировом рынке ДЗЗ с БАС будет больше среднеотраслевой и составит порядка 10 %.

2. Применение в сельском хозяйстве. Использование мониторинга на основе БАС для картирования почв, создания 3D-моделей полей с целью оптимального построения систем ирригации и мелиорации, обустройства лесополос, а также определения индекса вегетативности с целью эффективного внесения удобрений, борьбы с вредителями и болезнями.

3. Перевозки. Этот сегмент позволяет реализовать ключевое технологическое преимущество БАС – возможность быстрой адресной индивидуальной доставки товаров и грузов непосредственно потребителю без использования традиционной транспортной инфраструктуры: дорожной сети,

складских терминалов, локальных дистрибьюторских пунктов, курьеров. Решая проблему «последней мили», БВС осуществляет доставку потребителю в течение минут, тогда как традиционная курьерская доставка осуществляется «в течение дня». Помимо традиционной экспресс-доставки одним из сегментов рынка может стать доставка медикаментов и биоматериалов. В РФ существует подтвержденный интерес компании Invitro – ведущего поставщика услуг в сфере медицинских анализов – к использованию БАС для таких перевозок. С развитием беспилотных авиационных технологий и снятием законодательных ограничений БАС будут способны осуществлять регулярные перевозки грузов на маршрутах, где традиционные автомобильные перевозки затруднены вследствие слаборазвитой дорожной сети либо где воздушный путь позволит осуществить перевозки кратно быстрее, чем наземный (например, через естественные водные преграды и горные цепи).

4. Поиск и спасание. Выбор сегмента рынка по направлению применения БВС «Поиск и спасание» в качестве приоритетного основан на анализе аварийных случаев на море, авиационных катастроф и происшествий за период с 2007 по 2014 г. В частности, за этот период только на море зарегистрировано 1 825 аварийных случаев на море, проведено 643 спасательные операции, в ходе которых спасено 3 525 человек. Общий объем сегмента рынка по направлению применения БВС «Поиск и спасание» ориентировочно оценивается в 170–200 БВС морского базирования и 300 БВС наземного базирования с последующей компенсацией потерь в 50–100 БВС ежегодно.

В ближайшие 10–20 лет благодаря развитию технологий существенно расширится применение беспилотных авиационных и околоземных космических систем, комплексных решений и услуг на их основе. Развитие беспилотных авиационных и космических систем приведет к росту распределенных систем безопасности полетов и обмена информацией. Повышение надежности защищенных сетевых коммуникаций обеспечит массовое безопасное использование беспилотных аппаратов, в том числе и в городских условиях. Над территорией Российской Федерации к 2035 г. постоянно (в режиме «24/7/365») могут находиться в воздухе не менее 100 000 беспилотных воздушных судов (БВС), объединенных в единую систему предоставления работ и услуг для удовлетворения различных, постоянно возрастающих потребностей экономики. Среднесписочная численность занятых в разработке и производстве беспилотных авиационных систем (БАС) составит 50 000 человек, численность занятых в эксплуатации БАС, обеспечении комплексных решений и услуг на их основе достигнет 500 000 человек к 2035 г. Оценки показывают, что объем мирового рынка БАС, комплексных решений и услуг к 2035 г. составит более 200 млрд долл. США (в текущих ценах). Изменится не только структура

рынка, но и запросы потребителей, под которые придется адаптироваться новым лидерам в глобальной конкуренции. Доля России на этом развивающемся рынке может составить более 35–40 млрд долл. США. Возникнут крупные отечественные компании, которые зададут отраслевые стандарты в своих сегментах [2].

Список литературы

1. Багдасарян Э.Г. Российский рынок технологий беспилотных авиационных систем : журнал ТГУ // Известия Тульского государственного университета. – Режим доступа: http://cyberleninka.ru/article/n/rossiyskiy-rynok-tehnologiy-bespilotnyhaviatsionnyh-sistem-osobennosti-problemy-perspektivy#ixzz4e2iXxAUv.

2. Жуков С.А. Агентство стратегических инициатив: аннотация по развитию рынка АэроНэт. – Режим доступа: https: //asi.ru/nti/docs/AeroNet.pdf.

3. Беспилотные авиационные системы : международная организация гражданской авиации. – Режим доступа: http://www.aerohelp.ru/data/432/Cir328.pdf.

УДК 608.2

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕШЛАМОВ МЕТОДОМ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ВАКУУМНОЙ ДЕСТРУКЦИИ

Д.М. Чепиль
Научные руководители: **В.Б. Ясинский**, канд. техн. наук;
Е.А. Соловьев, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Россия на сегодняшний день является одним из лидеров стран по объемам залежей и добычи нефти. Вместе с ростом добычи нефти увеличиваются объемы переработки и транспортировки нефтепродуктов, следовательно, обостряется проблема утилизации нефтяных загрязнений и токсичных отходов.

Согласно официальным данным в стране ежегодно образуется от 4 до 7 млн т нефтешламов, на данный момент объем нефтешламов составляет 100 млн т [3]. На добывающий сектор приходится преобладающая доля в этом объеме – минимум 50 %, на нефтепереработку – от 20 до 30 %. Остальное дают нефтяные терминалы, энергетика и транспортный сектор.

Нефтешламы (нефтяные шламы) – это сложные физико-химические смеси, состоящие из нефтепродуктов, воды и механических примесей, к которым относятся глина, песок, окислы металлов [2].

В настоящее время катастрофическая ситуация сложилась с местами хранения нефтешламов, которые, в свою очередь, переполняются и поражают большие участки территорий. К таким местам относятся: нефтешламовые амбары – это места с подготовленной площадкой, имеющие четкие границы из бетона; нефтешламовые озера – открытые площадки обычно вблизи нефтеперекачивающих станций, не имеющие четких границ и занимающие огромные площади земли, загрязненные в результате попадания в почву нефтешламов.

Переработка и утилизация нефтешламов – это важная экологическая и экономическая задача, так как данный вид отходов представляет огромную опасность для окружающей среды.

В настоящее время методы утилизации нефтешламов можно классифицировать на термические, физические, химические, физико-химические, биологические.

© Чепиль Д.М., 2017

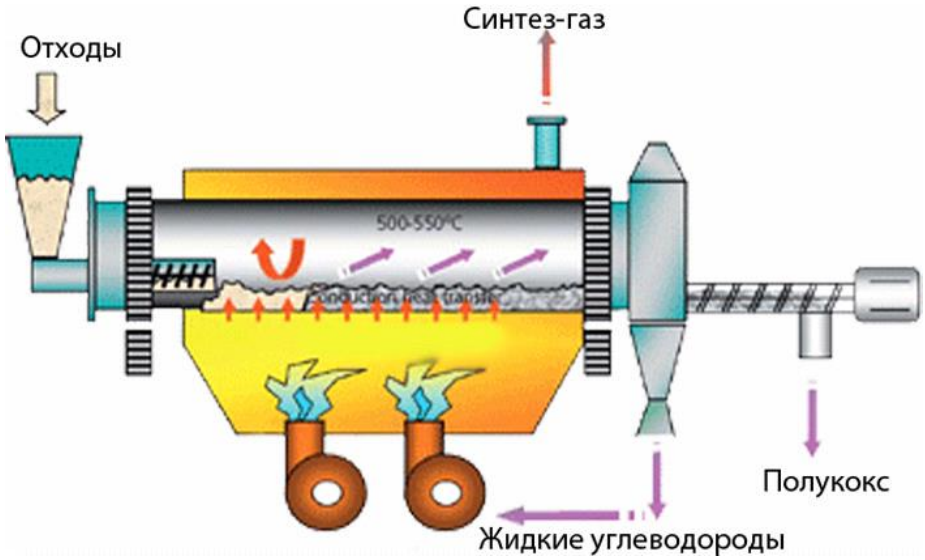


Рис. 1. Процесс переработки нефтешламов методом высокотемпературной вакуумной деструкции

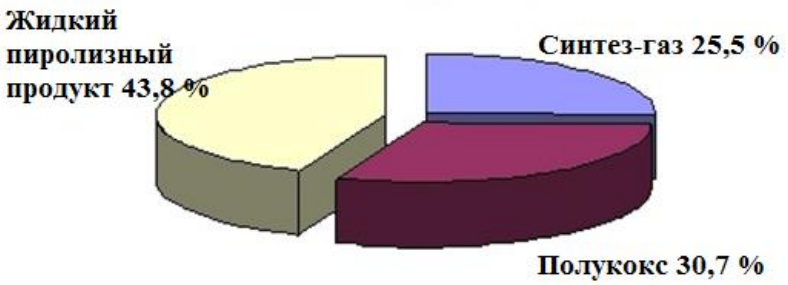


Рис. 2. Процентное содержание веществ, полученных при термическом методе переработки нефтешламов

Процесс высокотемпературной вакуумной деструкции – это термический процесс переработки сырья без доступа кислорода на всех стадиях процесса, проходящий при температуре 500–550 °С (рис. 1) [3]. Данный способ является безотходным методом утилизации нефтешламов, так как у процесса совершенно нет отходов, поскольку образуется ценное сырье – жидкий пиролизный продукт, используемый как котельное топливо, и синтез-газ и полукокс, который может применяться в производстве топливных брикетов. Процентное содержание полученных веществ показано на рис. 2.

Важность переработки нефтесодержащих отходов настолько велика, что без внедрения специального оборудования для утилизации данная проблема приведет к катастрофическим последствиям.

Принципиальная технологическая схема установки для переработки нефтешламов методом высокотемпературной вакуумной деструкции показана на рис. 3. В установку входит: шламонакопитель 1; погружной шламовый насос 2; бункер-накопитель 3; реактор 4, который имеет патрубок

выгрузки 11 сухого остатка деструкции, к которому подсоединен контейнер 12 с вентилятором 13, патрубок выхода пиролизного газа 14, тепловую камеру 6, имеющую газовую горелку 7 и оборудованную патрубком выхода дымовых газов 23, а также патрубками входа воздуха 22. Внутри реактора 4 расположен шнек 5, который приводится в действие от привода 8, имеющий полый вал, к которому подсоединяется насос 9 для перекачивания жидкости из вала в теплообменник 10. К патрубку выхода пиролизных газов 14 присоединены циклоны 15, которые имеют контейнеры 16 для сбора твердых частиц. Далее располагается теплообменник 17, к которому подсоединен насос 18, который перекачивает синтез-газ в реактор каталитической конверсии 19.

К реактору каталитической конверсии 19 присоединяется емкость 20 для сбора жидкого топлива и насос 18, перекачивающий синтез-газ в топливный бак 21. В верхней части установки к патрубку выхода дымовых газов 23 присоединены по порядку теплообменник 17, дымосос 24, фильтр 25, от которого отходит выхлопная труба 26.

Установка работает следующим образом. Исходное сырье – нефтешлам, накопленный в шламонакопителе 1, при помощи погружного шламового насоса 2 подаётся в бункер-накопитель 3, откуда дальше поступает на переработку в реактор 4, в котором находится шнек 5, при помощи которого сырье равномерно перемещается по реактору 4. Шнек 5 имеет полый вал, через который перекачивается жидкость при помощи насоса 9 для охлаждения и уменьшения прогара. Шнек 5 приводится во вращение при помощи привода 8.

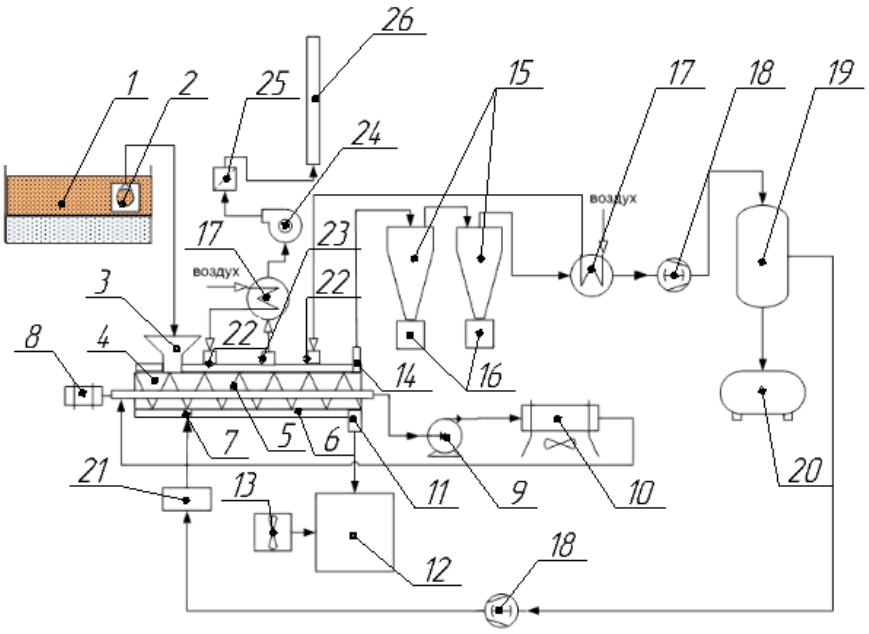


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема установки
для переработки нефтешламов
методом высокотемпературной вакуумной деструкции

После переработки нефтешлама в реакторе 4 при температуре 500–550 °С твердые отходы в виде золы через патрубок выгрузки 11 собираются в контейнере 12, оборудованном вентилятором 13, для охлаждения твердого остатка низкотемпературного пиролиза. В верхней части реактора 4 находится патрубок 14 для отвода пиролизного газа, состоящего из CO_2, CO, H_2O, CH_4, C_2H_4, N_2, H_2 и других газов. Возможно образование небольшого количества смолы. Далее пиролизный газ поступает в циклоны 15 для более глубокой очистки от смолы и твердых частиц. После очистки пиролизного газа твердые частицы собираются в контейнерах 16.

После полной очистки пиролизный газ поступает в теплообменник 17 для охлаждения, откуда дальше при помощи насоса 18 направляется в реактор каталитической конверсии 19, где происходит разделение газа на жидкое топливо, которое собирается в специальной ёмкости 20, и синтез-газ CO и H_2.

Из реактора каталитической конверсии 19 синтез-газ при помощи насоса 18 направляется в топливный бак 21, из которого поступает в газовую горелку 7 в тепловой камере 6, которая оборудована в верхней части патрубками входа воздуха 22, для полного сжигания синтез-газа. После сжигания синтез-газа в тепловой камере 6 через патрубок выхода дымового газа 23 дым поступает в теплообменник 17, после чего дымососом 24 отправляется в фильтр 25 для последней очистки от частиц пыли, а затем в дымовую трубу 26.

Основные параметры разработанного реактора установки приведены в таблице, схема реактора приведена на рис. 4. Данное устройство отличается от аналогичных устройств наличием в камере деструкции шнекового вала, который позволяет без применения человеческой силы равномерно распределять сырье и непрерывно работать установке.

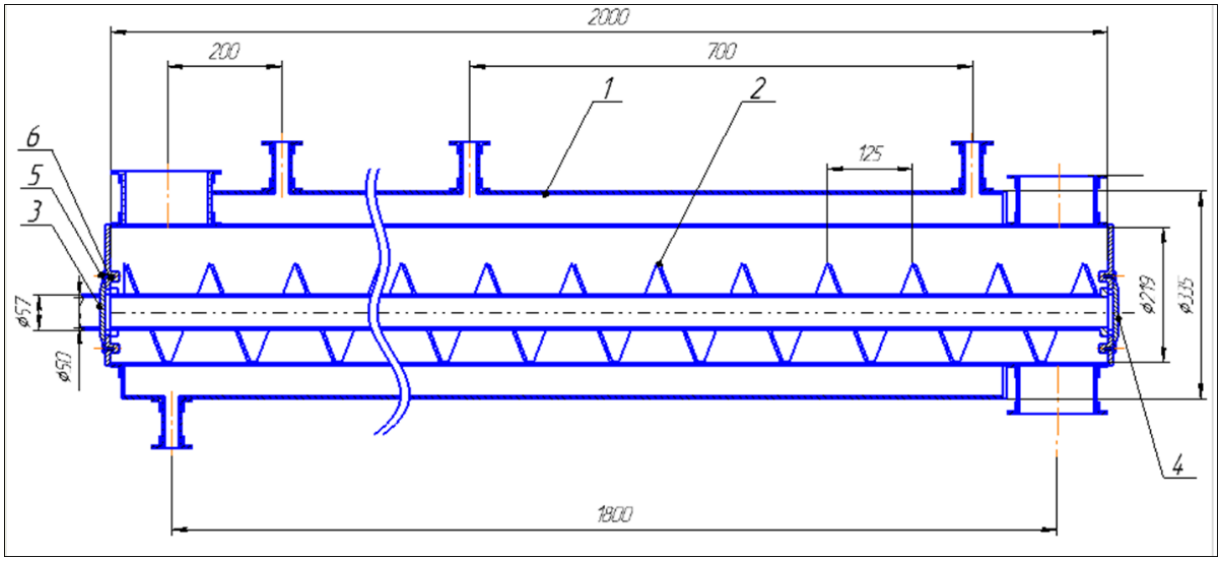


Рис. 4. Реактор установки

Таблица

Параметры реактора

Параметры	Данные
Производительность конвейера	500 кг/ч
Длина шнека	2 000 мм
Диаметр вала шнека	57 мм
Диаметр реактора	208 мм
Частота вращения винта	20 об/мин
Количество винтов	16 шт.
Осевая скорость движения нефтешлама	0, 053 м/с
Мощность двигателя	16,028 кВт
Характер работы конвейера	Непрерывный

Достоинствами данной установки являются: высокая экологичность, большая производительность, безвредное производство, малые габариты установки, процесс непрерывного действия.

Список литературы

1. Высокотемпературная переработка топлива. – Режим доступа: http://poznayka.org.

2. Жидкие нефтешламы открытого хранения. – Режим доступа: http://www.afuelsystems.com/ru/trga/s110.html.

3. Метод утилизации нефтешламов различного происхождения. – Режим доступа: http://ngdelo.ru.

УДК 621.91.01

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОЦЕЛЕВЫХ СТАНКОВ И ОБРАБАТЫВАЮЩИХ ЦЕНТРОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НОМЕНКЛАТУРЫ ДЕТАЛЕЙ

Д.В. Долгих, А.М. Качаев
Научный руководитель **В.Б. Ясинский**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Комплексный метод оценки трудоемкости и затрат на изготовление машиностроительного изделия обеспечивает решение соответствующих задач с учетом организационно-технического уровня производственной системы и требований к уровню точности оценки. Это позволяет применять его при решении ряда производственных задач, возникающих на различных этапах и стадиях жизненного цикла изделия, в том числе: оценки трудоемкости изготовления изделий; оценки эффективности функционирования производственных систем; формирования рациональной производственной номенклатуры, соответствующей организационно-техническому уровню конкретной производственной системы; оценки эффективности и рациональности используемых конструкторско-технологических решений.

В процессе технического совершенствования производства, которое связано с внедрением многоцелевых токарно-фрезерных станков и обрабатывающих центров, возрастают затраты прошлого труда, так как рост технологических возможностей оборудования сопровождается увеличением его стоимости и стоимости станко-часа. Это с одной стороны, с другой – более высокие технологические возможности обеспечивают снижение затрат живого труда.

Может возникнуть момент, когда вклад в увеличение затрат прошлого труда не окупается снижением затрат труда живого. Это может быть связано с качеством объекта производства – его конструктивно-технологическими характеристиками. Изменение технологии производства отдельных изделий может оказаться экономически невыгодным. Под каждый объект производства необходимы минимально достаточные технологические возможности оборудования. Это обеспечивает минимум затрат прошлого труда, так как связано со стоимостью часа работы оборудования.

Производительность высокотехнологичного оборудования оценим как количество деталей Z, обработанных в течение времени T : $ТП = Z/T$.

© Долгих Д.В., Качаев А.М., 2017

T – время, необходимое для подготовки оборудования к работе и время обработки. Время T пропорционально сложности объекта производства C и обратно пропорционально технологическим возможностям станков B: $T = C/B$.

Структура операции механической обработки определяется числом объединяемых в операцию переходов и зависит от серийности производства, такта выпуска и характеризует степень концентрации или дифференциации переходов.

Высокая концентрация переходов характерна для многоцелевых и сверлильно-фрезерно-расточных ОЦ, которые с одной установки способны осуществлять различные виды обработки: фрезерование, сверление, растачивание, нарезание резьбы, обработку поверхностей вращения. Степень дифференциации и концентрации операций зависит от серийности производства. Для технологических процессов единичного, мелкосерийного и среднесерийного производства характерны операции, построенные по принципу концентрации переходов на универсальных станках, в том числе с ЧПУ, и в многоцелевых обрабатывающих центрах [1].

Основу нормирования составляет определение штучного времени выполнения обработки $t_{шт}$, по которому оценивается станкоемкость операции: $t_{шт} = t_о + t_в + t_{тех} + t_{орг} + t_{пер}$, где $t_о$ – основное время выполнения операции; $t_в$ – вспомогательное время выполнения операции, не перекрываемое основным; t_{mex} – время на техническое обслуживание рабочего места, отнесенное к одной детали; $t_{орг}$ – время на организационное обслуживание рабочего места; $t_{пер}$ – время, учитывающее регламентированное на отдых и естественные надобности рабочего.

Оперативное время составляет основное и вспомогательное время обработки: $t_{оп} = t_о + t_в$.

В практике технического нормирования обычно пользуются формулой $t_{шт} = (t_о + t_в)(1 + \alpha / 100)$, где α – коэффициент потерь времени от оперативного времени, $t_{оп} = t_о + t_в$, учитывающий остальные составляющие штучного времени.

Величину α принимают равной в зависимости от сложности наладки станков, и она составляет 6–10 %, а для автоматических линий – до 20 % оперативного времени.

Время несовмещенных вспомогательных ходов цикла, когда обработка прерывается, например для смены положения инструмента относительно заготовки, для загрузки и зажима заготовок, для смены позиции инструмента $t_в = t_{в1}i + t_{в2}A + t_{в3}$, где $t_{в1}$ – среднее время единичной смены координаты инструмента или заготовки; $t_{в2}$ – среднее время замены инструмента в шпинделе или смены позиции инструмента; A – количество инструментов при обработке заготовки; $t_{в3}$ – среднее время загрузки-съема заготовки [2].

С учетом подготовительно-заключительного времени $t_{п\text{-}з}$ и количества заготовок в обрабатываемой партии N штучно-калькуляционное время определяется по формуле $t_{шт\text{-}к} = t_{шт} + t_{п\text{-}з} / N$.

Одним из путей повышения эффективности функционирования машиностроительных предприятий является формирование производственной номенклатуры, соответствующей организационно-техническому уровню конкретного предприятия, что требует решения задачи оценки трудоемкости и затрат на изготовление изделия на ранних стадиях его жизненного цикла, в том числе на этапе принятия решения о постановке его в производство. Известно, что в структуре производственных затрат машиностроительного предприятия основными статьями, определяющими себестоимость изготовления машиностроительного изделия, являются стоимость материалов и трудовые затраты.

Производительность обработки можно качественно оценить как отношение технологических возможностей B к сложности объекта производства C: $П = B / C$; тогда, учитывая, что $П = Z / T$, можно записать $B / C = Z / T$, откуда время обработки можно выразить как $T = CZ / B$. Технологический смысл данного выражения можно оценить следующим образом: время обработки напрямую будет определяться объемом производства изделий определенной сложности и технологическим уровнем применяемого оборудования. Технологические возможности B отражают количество изготовленной продукции определенной сложности за определенный период времени, по сути производительность обработки. Можно оценить технологические возможности совокупности станочных комплексов, реализующих технологические процессы производства изделия. Тогда необходимо рассмотреть часть сложности C_i, которая обеспечивается на данном оборудовании относительно общей сложности детали. Отношение C_i / C характеризует коэффициент концентрации обработки $k_к = C_i/C$. Очевидно, что для всей совокупности оборудования, реализующего технологический процесс, $k_к = 1$. Технологические возможности станка качественно можно оценить как скорость обеспечения части сложности объекта производства $B_i = C_i / T$, а технологические возможности станочного комплекса $B = C / T$.

Если рассмотреть отношение затрат живого и прошлого труда относительно технологических возможностей оборудования, то, с одной стороны, с увеличением технического уровня станка (количество инструментов, объем рабочей зоны, система управления, автоматизация вспомогательных переходов и др.) уменьшаются затраты живого труда, которые отражают целенаправленные действия человека на протекание технологического процесса, а с другой стороны, затраты прошлого труда возрастают. Затраты прошлого труда отражают действия технологического оборудования. Эти издержки связаны с покупкой, установкой, отладкой, эксплуатацией и обслуживанием технологической машины. Для объекта определенной

сложности существует определенный уровень средств производства, обладающих достаточным уровнем технологических возможностей и обеспечивающих минимум затрат живого и прошлого труда. На этапе технологической подготовки производства актуальной считается задача выбора технологического оборудования, оптимального по своим возможностям относительно конкретного объекта производства. Необходимо учитывать затраты, связанные с подготовкой производства объекта определенной сложности. Производительность будет оцениваться затратами времени на разработку технологии, подготовку и отладку управляющих программ для станков с ЧПУ, обрабатывающих центров и многоцелевых станков [3].

Использование показателя конструктивно-технологической сложности позволяет решать целый ряд производственных задач, возникающих на основных этапах жизненного цикла машиностроительного изделия, в частности на этапах технической и организационно-экономической подготовки его производства. Конструктивно-технологическая сложность, с одной стороны, представляет собой неотъемлемое свойство изделия, будучи определяемой на основе его конструкторско-технологических признаков, с другой стороны, позволяет оценивать трудоемкость и затраты на изготовление в организационно-технических условиях конкретной производственной системы. Разработанный комплексный метод определения конструктивно-технологической сложности, трудоемкости и затрат на изготовление машиностроительного изделия включает несколько уровней точности оценки, характеризующихся различным уровнем детализации сведений об изделии [4].

Список литературы

1. Авраменко В.Е. Технология машиностроения. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1988. – 48 с.

2. Бондаренко Ю.А. Технология изготовления деталей на станках : учеб. пособие. – Старый Оскол : ТНТ, 2009. – 292 с.

3. Жуков Э.Л. Технология машиностроения / под ред. С.Л. Мурашкина. – 2-е изд. – М. : Высш. шк., 2005. – 295 с.

4. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя. – М. : Машиностроение, 2001. – 912 с.

УДК 625.768.5

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОЧЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ СНЕЖНО-ЛЕДЯНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА ДОРОЖНЫХ ПОКРЫТИЯХ

Г.В. Киряев, Д.С. Марзаев, А.Н. Сушко
Научный руководитель **А.В. Лысянников**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Для борьбы со снежно-ледяными образованиями на дорожных покрытиях применяют фрикционный, тепловой, химический, механический и комбинированный методы. Суть фрикционного метода заключается в посыпке дорожных покрытий песком, гравием или шлаком с целью повышения коэффициента сцепления шин транспортных средств с дорожным покрытием. Длительность его действия составляет около 30 мин, в результате чего требуются частые посыпки и большое количество задействованных пескораспределителей, что влечет увеличение экономических расходов. Тепловой метод эффективен, но экономически невыгоден из-за большого расхода топлива, необходимого для создания горячего потока воздуха [1]. Обработка химическими реагентами отрицательно влияет на экологию, а также приводит к коррозии кузова автомобилей. Более эффективным является механический метод воздействия на снежно-ледяные образования. Наиболее распространенной техникой для зимнего содержания дорог являются автогрейдеры и шнекороторные снегоочистители.

Шнекороторные снегоочистители (рис. 1) хорошо зарекомендовали себя при удалении свежевыпавшего и слабо уплотнённого снега, удаление прочных снежно-ледяных образований данным оборудованием невозможно.



Рис. 1. Шнекороторные снегоочистители

Автогрейдер после прохода оставляет на поверхности дорожного покрытия наледь и уплотненный снег (рис. 2), что снижает коэффициент сцепления шин транспортных средств с дорожным покрытием.

© Киряев Г.В., Марзаев Д.С., Сушко А.Н., 2017



Рис. 2. Автогрейдер



а *б*

Рис. 3. Ледоскалывающее оборудование: *а* – ледоскалыватель RAIKOT-15;
б – ледоскалыватель ASimport PCSQ-3.0-III

Специализированными устройствами для разрушения прочных снежно-ледяных образований являются ледоскалыватели (рис. 3). Работа оборудования основана на воздействии свободно вращающегося барабана, оснащенного специальными шипами, на снежно-ледяные образования, которые разбиваются на ледовую крошку; в результате получается ровная, шероховатая поверхность [2, 3], а для удаления разрушенного льда необходимо применять дополнительную технику.

Для качественного удаления снежно-ледяных образований с дорожных покрытий необходимо применять либо комбинацию нескольких рабочих органов, либо дорогостоящее импортное оборудование. Усовершенствование процесса снегоочистки и снижение энергоемкости может быть обеспечено интенсификацией снегоуборочного оборудования. Например, рабочий орган снегоуборочной машины (рис. 4) может быть снабжен режущими дисками, расположенными под углом 110–160 град друг к другу, и вибраторами, установленными на пригрузах [4]. Диски установлены на горизонтальных осях с промежутками, в которых установлены плужки с зубьями. Режущие диски разрыхляют снежно-ледяные образования, а оставшиеся участки в промежутках срезаются плужками и сдвигаются в сторону. При значительной прочности снежно-ледяных образований включают вибраторы, которые обеспечивают снижение энергоемкости процесса разрушения снежно-ледяных образований.

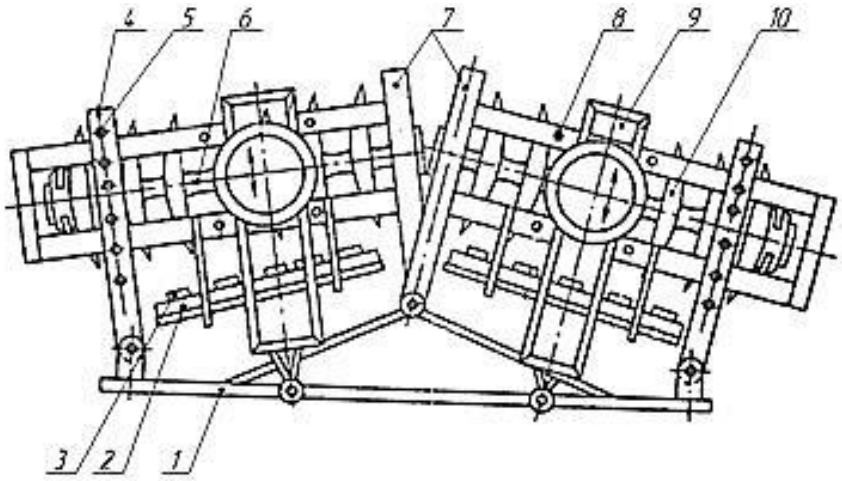


Рис. 4. Рабочий орган снегоуборочной машины: *1* – рама; *2* – плужок; *3* – режущие зубья; *4*, *7* – кронштейны; *5* – штыри; *6* – ось; *8* – отверстия; *9* – дополнительные рамы; *10* – режущие диски

Существующее снегоуборочное оборудование имеет ряд недостатков: низкую эффективность, необходимость использования нескольких единиц снегоуборочной техники, высокую стоимость импортного оборудования, низкую производительность. Для устранения выявленных недостатков необходима разработка новой конструкции снегоуборочного оборудования. В качестве аналога и прототипа нужно взять конструкцию ледоскалывателя Asimport PCSQ-3.0-III и рабочего органа снегоуборочной машины [4] и объединить их положительные качества, направленные на снижение энергоемкости разрушения снежно-ледяных образований в новой конструкции снегоуборочного оборудования, что значительно снизит экономические затраты на снегоочистку и повысит эффективность.

Список литературы

1. Инновационные дорожные технологии. – Режим доступа: http://www.idt-invest.ru/articles.html?id=45 (дата обращения 30.04.2017).

2. Азия-специмпорт. – Режим доступа: http://spec.as-import.ru/product/811/ (дата обращения 02.04.2017).

3. ООО «Скайтех». – Режим доступа: http://sky-tech.biz/dlya-soderzhaniya-aerodromov/navesnoe-oborudovanie/ledoskalyvatel/56-k-dlya-gruzovikov.html (дата обращения 02.04.2017).

4. А.с. № 1219707 СССР. Рабочий орган снегоуборочной машины / В.П. Шабанов, Л.В. Конюхов, Н.В. Очагов. № 3834683/29-11, заявл. 02.01.85; опубл. 23.03.86. Бюл. У 11.

УДК 621.565.952.78/ 66.045.129.2

ОЧИСТКА ОРЕБРЕННЫХ ТРУБ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

Т.Н. Кобзарев
Научный руководитель **Е.А. Соловьёв**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Первым шагом к развитию переработки попутного нефтяного газа стали вступившие в силу изменения в законе об его использовании в 2012 г. [8], где говорится, что показатель сжигания попутного нефтяного газа не должен превышать 5 % от объема добытого газа, в противном случае будет применяться повышенное налогообложение. Один из основных этапов переработки происходит на компрессорных станциях (КС), необходимых для предварительного сжатия газа с целью его транспортировки.

Компремирование попутного нефтяного газа на КС приводит к повышению его температуры на выходе из станции. Излишне высокая температура газа на выходе из станции может привести к негативным последствиям: разрушению изоляционного покрытия трубопровода, снижению подачи технологического газа и увеличению энергозатрат на его компремирование (из-за увеличения его объемного расхода). Определенные специфические требования к охлаждению газа предъявляются в северных районах страны, где газопроводы проходят в зоне вечномерзлых грунтов. В этих районах газ в целом ряде случаев необходимо охлаждать до отрицательных температур с целью недопущения протаивания грунтов вокруг трубопровода. В противном случае это может привести к вспучиванию грунтов, смещению трубопровода и, как следствие, возникновению аварийной ситуации [4].

Охлаждение технологического газа можно осуществить в холодильниках различных систем и конструкций; кожухотрубных (типа «труба в трубе»), воздушных компрессионных и абсорбирующих холодильных машинах, различного типа градирнях, воздушных холодильниках и т. д. [4].

Широкое распространение в нефтегазовой промышленности получили аппараты воздушного охлаждения (АВО), которые просты в обслуживании и не требуют промежуточного теплоносителя [7]. На электроснабжение АВО газа на КС тратится 60 % затрат электроэнергии [3], поэтому проблема снижения затрат потребляемой электроэнергии является актуальной.

Основные потери энергии в АВО связаны со снижением коэффициента теплопередачи теплообменных секций аппарата из-за загрязнения

© Кобзарев Т.Н., 2017

внешних и внутренних поверхностей теплообмена. В результате загрязнения необходимо затрачивать дополнительную электроэнергию на работу дополнительных вентиляторов или увеличение частоты их вращения для выравнивания тепловой нагрузки [9]. Данные потери относятся к «тепловым потерям» АВО, но также существуют гидравлические, механические и электрические потери вентилятора, снизить которые можно путем оптимизации его работы (в частности, регулированием частоты вращения, изменением угла атаки лопастей и т. д.), при проведении которой необходимо учитывать степень и периодичность очисток поверхности теплообмена аппарата.

Следовательно, загрязнение поверхности теплообмена является первоисточником потери энергоэффективности. К тому же при работе на полной мощности АВО со временем тоже перестают справляться со своей задачей, что приводит к повышению температуры транспортируемого газа. Поэтому для восстановления паспортных характеристик АВО и поддержания номинального режима работы магистрального газопровода необходимо периодически проводить очистку АВО на КС (рис. 1).



Рис. 1. Очистка наружной поверхности АВО

При эксплуатации АВО на внутренней поверхности теплообменных труб образуются отложения (кокс, образующийся от сгорания капель масла, попадающего в газовый поток через неплотности негерметичной маслосистемы), снижающие теплопередачу, но почти не влияющие на потери давления в аппарате [1]. Очистка подобного загрязнения производится заполнением полостей специализированной жидкостью, растворяющей отложения в течение нескольких часов. После этого жидкость сливают

и утилизируют. При этом необходима полная остановка АВО, из-за чего ее проводят только во время текущего ремонта. Проведение такой очистки крайне редко и не особо влияет на теплообмен, поскольку тепловая эффективность аппарата при этом снижается незначительно. Опыт проведения такой очистки в одном из дочерних обществ ОАО «Газпром» показал, что тепловая эффективность АВО без очистки снижается на 7–9 % [6].

Загрязнению в основном пылью, пыльцой и семенами растений подвергается также и внешняя поверхность оребрённых теплообменных труб [6]. Поэтому в большинстве случаев АВО чистят после периода цветения растений один раз в год. Реже проводят чистку два и более раз в год.

Также возможны загрязнения в виде отложений солей жесткости на наружных поверхностях оребрения АВО, возникающие вследствие осаждения и испарения влаги с теплообменных поверхностей, природных осадков или после дополнительного увлажнения охлаждающего воздуха [6].

Существует несколько способов очистки оребренных труб [5]:

1. Механический способ с помощью скребков. Этот процесс является очень трудоемким и несет угрозу повреждения оребрения.

2. Подача воздуха под давлением позволяет сдувать пыль и высохших насекомых, но является недостаточной для полной очистки.

3. Подача воды под давлением позволяет снимать приставшую грязь. Подача горячей воды или пара применяется, если грязь не вымывается холодной водой. Для очистки таким способом напор воды имеет давление от 15 до 100 МПа, что опасно как для человека, так и для АВО (имеется угроза деформации оребрения при подаче воды под неправильным углом).

4. Химическая очистка, которая применяется, когда не помогают все иные способы. Является дорогим и трудоемким способом.

Существует более эффективный способ автоматизированной очистки АВО: под теплообменными трубами АВО размещают секции труб с распылительными форсунками (рис. 2), которые выполняют функцию их очистителя [2]. Вода из системы водоснабжения подогревается в теплообменнике теплом выхлопных газов газотурбинного или газопоршневого перекачивающего агрегата. Получившийся пар или горячая вода через систему трубопроводов подаётся в очиститель и через форсунки омывает теплообменные секции. Необходимо отметить, что данная процедура чистки производится без остановки АВО, а это один из главных плюсов предлагаемой технологии. Ещё один плюс – это возможность выбора параметров чистки и её периодичности с помощью программы в зависимости от параметров АВО, газа, окружающей среды и т. д.

Важной характеристикой данного агрегата является то, что он может выполнять функцию подогревателя, подавая пар в зимний период, что поможет растапливать снего-льдовые отложения и предотвращать загидрачивание труб при переохлаждении. Возможно использование этой кон-

струкции как увлажнителя воздуха, разбрызгивающего воду на теплообменные трубы. При впрыске воды в поток воздуха она испаряется, понижая его температуру, что повышает эффективность охлаждения. Таким образом, предлагаемая конструкция совмещает в себе функции трёх агрегатов: очистителя, подогревателя и увлажнителя [2].

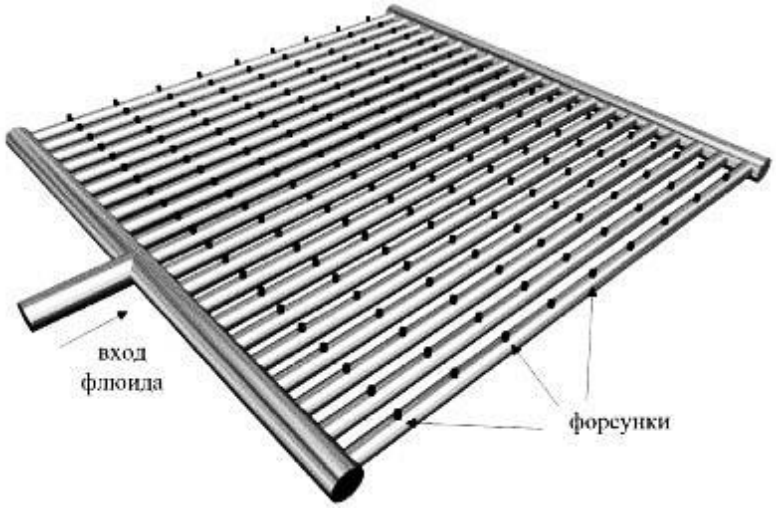


Рис. 2. Очиститель АВО [2]

Указанная выше методика [2] является эффективной, но имеет некоторые недостатки. Так, размещение секций только снизу не сможет обеспечить очистку верхних и нижних поверхностей оребренных труб дальше второго ряда, а будет только смачивать или спекать находящиеся там загрязнения, что приведет еще к большему ухудшению режима работы АВО. Данный недостаток можно устранить установкой дополнительных секций с трубами и форсунками сбоку оребренных труб и очисткой сначала с помощью боковых труб. Кроме эффективной очистки боковые трубы при наличии запорно-регулирующей арматуры для каждой трубы помогут поддерживать температурный баланс газа во всех рядах теплообменных труб с помощью контроля степени увлажнения воздуха по рядам.

Для повышения эффективности процедуры очистки давление воды или пара должно быть максимальным, однако оно не должно превышать критическое значение, при котором наблюдается деформация рёбер теплообменных труб. Эти критические значения давлений необходимо найти экспериментально в зависимости от материала и геометрии оребрения. Дальнейшее исследование по данной теме позволит изучить рекомендации по установке оптимальных параметров и создать программу для их автоматической установки перед запуском системы в зависимости от условий.

Список литературы

1. Акулов К.А., Матанцев П.А., Истомина А.В. Техническое обслуживание и ремонт аппаратов воздушного охлаждения // Нефть и газ Западной Сибири : материалы Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 55-летиюТюменского государственного нефтегазового университета / отв. ред. О.Ф. Данилов. – Тюмень, 2011. – С. 5–8.

2. Акулов К.А., Голик В.В., Пономарева Т.Г. Очистка аппаратов воздушного охлаждения газа // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 12-3. – С. 453–456.

3. Аршакян И.И., Тримбач А.А. Повышение эффективности работы установок охлаждения газа // Газовая промышленность. – 2006. – № 12. – С. 52–55.

4. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. – М. : Нефть и газ, 1999. – 463 с.

5. Выбор способа и периодичности очистки аппаратов воздушного охлаждения газа / Е.А. Колоколова, И.Р. Байков, Е.В. Бурдыгина, О.В. Кулагина // Глобальный научный потенциал. – 2015. – № 1 (46). – С. 7–11.

6. Исследование теплопроводности внешних загрязнителей теплообменных секций аппаратов воздушного охлаждения / В.Б. Кунтыш, А.Б. Сухоцкий, С.О. Филатов, А.Ю. Жданович // Химическая техника. – 2013. – № 11. – С. 40–43.

7. Основы расчёта и проектирования теплообменников воздушного охлаждения: Справочник // А.Н. Бессонный, Г.А. Дрейцер, В.Б. Кунтыш [и др.] / под общ. ред. В.Б. Кунтыша. – СПб. : Недра, 1996. – 512 с.

8. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 (ред. от 17.12.2016) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» (вместе с «Положением об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа») (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

9. Сагитов Р.Р., Калинин Н.В., Карпов Е.В. Совершенствование выбора и эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения // Семнадцатая международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика»: сб. тез. докл. – М., 2011.

УДК 62-522.2

РАЗРАБОТКА ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ЦЕНТРОВКИ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ПРИВОДОМ

Д.И. Колобовникова, Е.П. Майданюк
Научный руководитель **Э.А. Петровский**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

На данный момент создано огромное количество различных типов насосов. Одними из самых мощных и эффективных насосов являются устройства, которые требуют для своей работы подключения независимого, не входящего в конструкцию самого насоса электродвигателя. Когда встает вопрос о монтаже таких систем или проведении их ремонта, очень часто возникают сложности с центровкой ротора двигателя и вала насоса.

При сборке, монтаже, ремонте и осмотре насосных установок особую сложность представляет центровка всех валов: если возникают даже небольшие смещения, валы будут стремиться найти общую ось вращения [1, с. 16].

Актуальность данной работы состоит в улучшении надежности насосной установки путем повышения точности центровки вала двигателя и вала насоса. Несоосность возникает при сборке, монтаже и ремонте данных агрегатов, именно поэтому в нашей научно-исследовательской работе рассмотрен один из вариантов решения данной проблемы путем достижения наибольшей точности при центровке двигателя насосной установки.

Проблема несоосности уже имеет различные пути решения. Существует несколько способов центровки валов насоса и электродвигателя [2, с. 57]. Самым современным способом является использование лазерного оборудования. Устройства такого типа позволяют со значительно меньшими трудозатратами обеспечить точную центровку валов двигателя и насоса. Однако ввиду дороговизны лазерных приборов до сих пор успешно используются традиционные способы центрирования, но они, в свою очередь, не обладают достаточной точностью. Иные методы центровки не всегда предназначены для крупногабаритного оборудования, что также определяет актуальность данного исследования.

Технологическое устройство центровика содержит гидравлический привод, который позволяет настроить соосность при монтаже и поддерживать соосность в процессе эксплуатации. Данное устройство компенсирует смещения по двум угловым координатам по осям *OX* и *OY* и линейную координату по оси *OZ*. Угловое смещение по оси *OZ* при осуществлении монтажа компенсируется поворотом опорной плиты при помощи поворотного гидродвигателя. Данное устройство позволяет автоматизировать процесс гашения колебаний, выступая как демпфер.

© Колобовникова Д.И., Майданюк Е.П., 2017

Предлагаемое устройство позволит решить задачу обеспечения соосности при центровке электродвигателя с насосным агрегатом в автоматическом режиме при сборке и при эксплуатации компенсировать смещения и погасить колебания при помощи гидростатических адаптивных опор, что в свою очередь повысит надежность работы данных агрегатов [4, с. 37].

На рис. 1 представлена принципиальная гидравлическая схема работы центрирующей плиты, которая состоит из адаптивных гидростатических опор 1, 2, 3, 4; регуляторов типа сопло-заслонка 9, 10, 11, 12; щелевых дросселей 17, 18, 19, 20; золотников 13, 14, 15, 16; гидроцилиндров 5, 6, 7, 8; распределителей с линейным электрическим управлением 21, 22, 23, 24, 25, 26; распределителя с гидроуправлением 27; предохранительных клапанов 28, 30; насоса 29; фильтра 31.

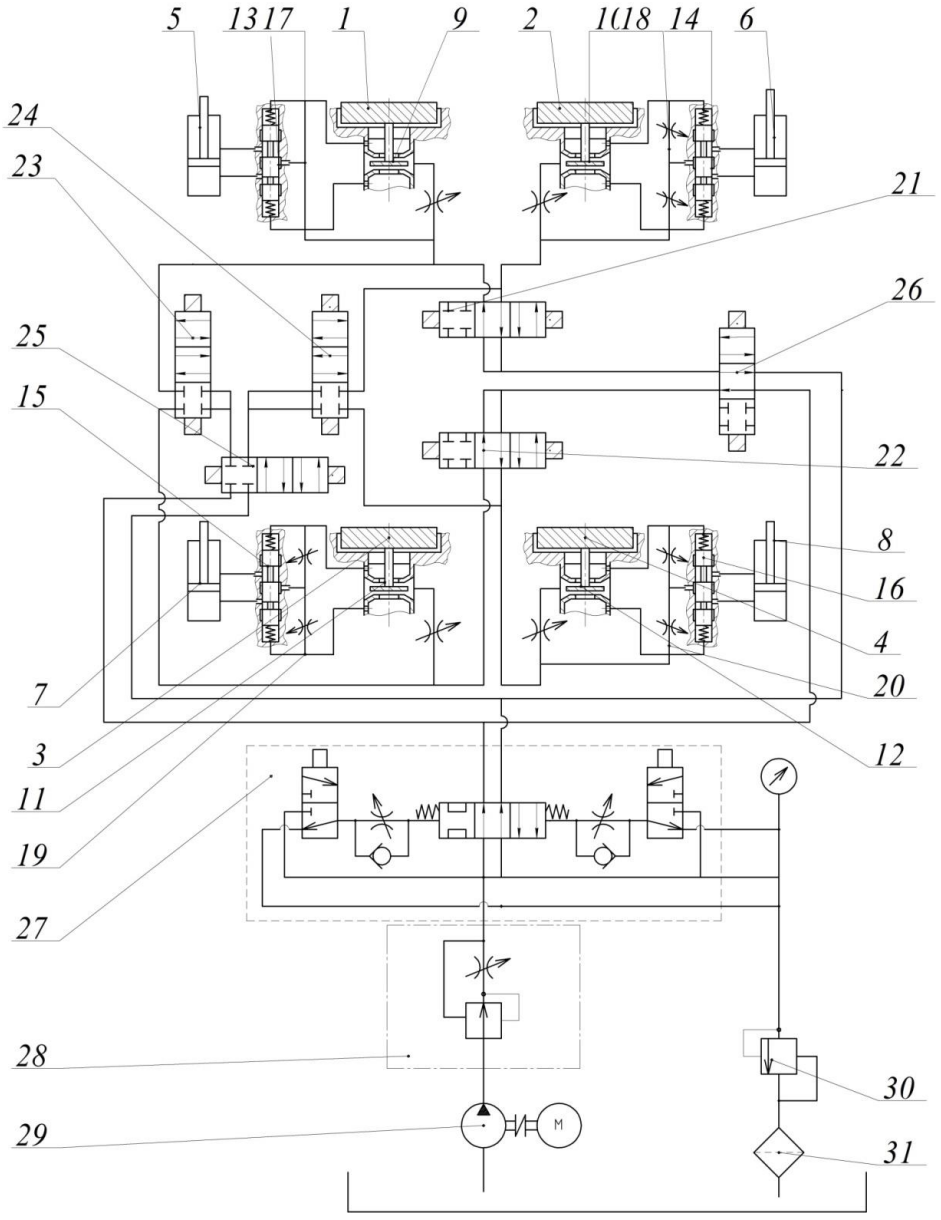


Рис. 1. Гидравлическая принципиальная схема

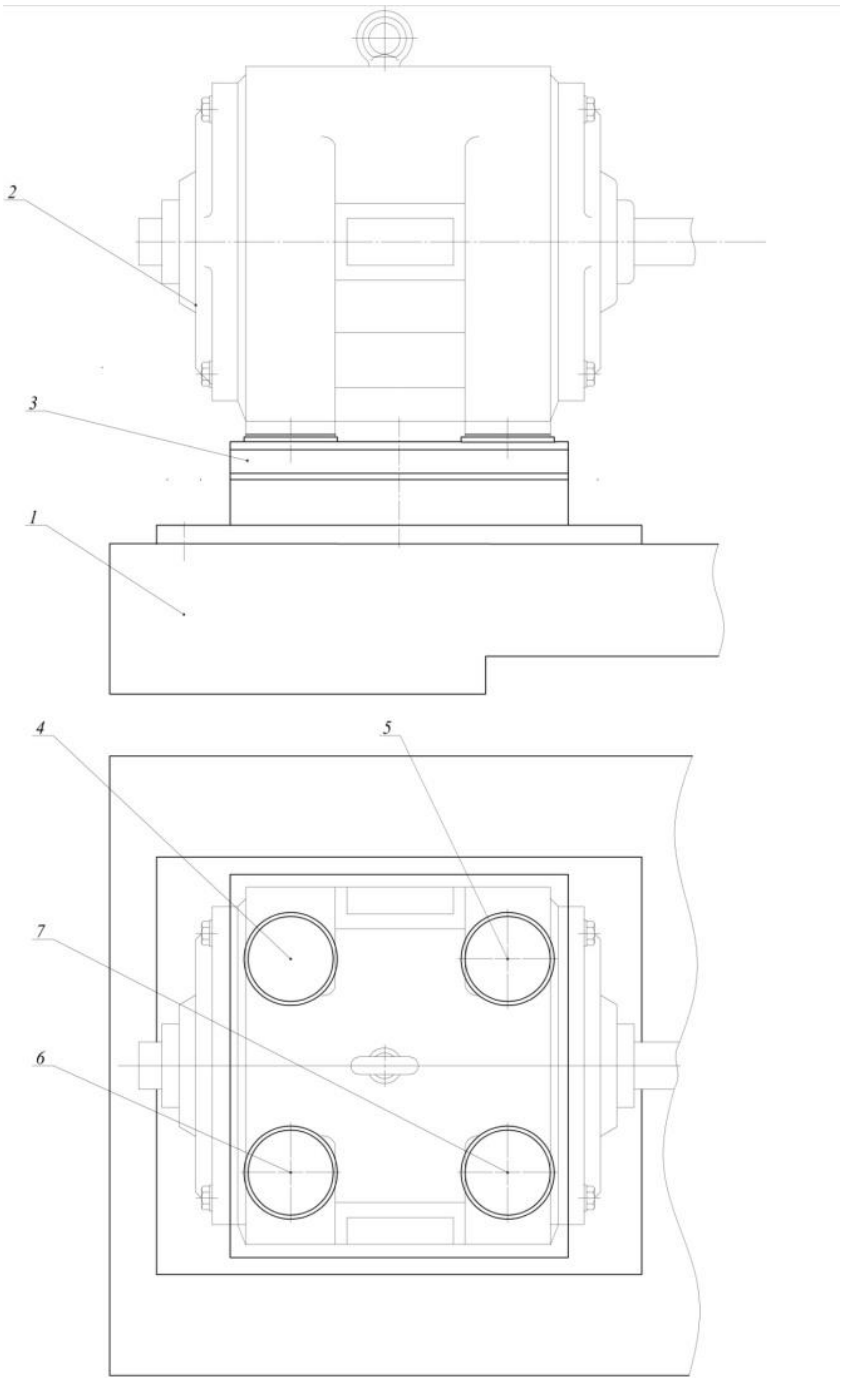


Рис. 2. Общий вид гидравлической платформы

На рис. 2 изображен общий вид центрирующей платформы, где 1 – фундамент; 2 – электродвигатель; 3 – центрирующая платформа; 4, 5, 6 и 7 – гидростатические опоры.

Работает центрирующая платформа следующим образом. На рис. 1 представлена схема работы адаптивных опор и гидроцилиндров. Гидростатические опоры 1, 2, 3, 4 центрирующей платформы питаются от гидросистемы. Давление в карманах опор контролируется с помощью регуляторов типа сопло-заслонка с жесткой механической обратной связью 9, 10, 11, 12,

которые меняют проходное сечение в зависимости от перепада давления в системе, а также от действия по жесткой механической обратной связи от силы *P* на опоры. Помимо основной функции гидростатические опоры также выступают в качестве датчика и управляют через каскады гидроусилителя типа сопло-заслонка подачей масла в гидроцилиндры. Управление опорами, а также переключение между соответствующими парами гидроопор осуществляется при помощи распределителей 21, 22, 23, 24, 25, 26, что позволяет включать опоры по схеме, показанной на рис. 3. Включение всей системы регулирует распределитель 27.

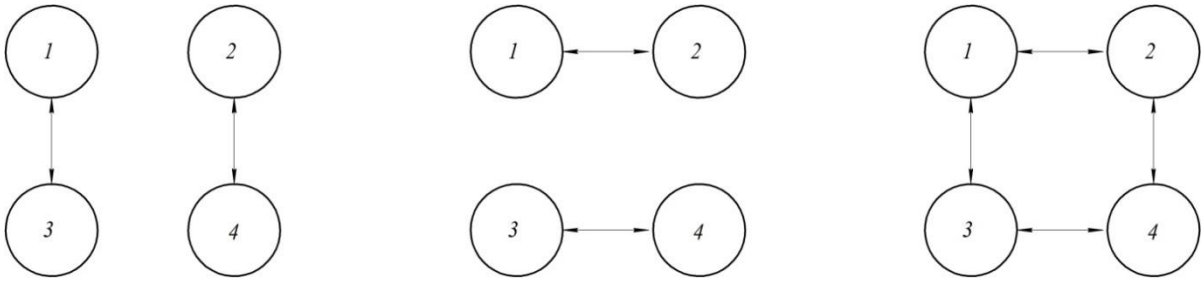


Рис. 3. Схема включения гидростатических подшипников

Преимуществом данного технологического устройства в отличие от существующих методов и устройств является автоматическая настройка и компенсация смещений по трем координатам (2 угловые и одна линейная); возможность компенсации смещений во время эксплуатации электродвигателя по двум угловым координатам.

Список литературы

1. Крутиков В.Н. Основы центровки промышленного оборудования. – СПб. : Baltech, 2013. – 89 с.

2. Лянзберг В.П., Харченко В.И., Атаманюк В.Г. Балансировка. Центровка валов. Диагностика подшипников качения. Диагностика электродвигателей // СОК – 2006. – № 1. – С. 56–62.

3. Романов Р.А., Крутиков В.Н. Контроль соосности цилиндров с осью крейцкопфа и выставление их перпендикулярности к оси коренных подшипников многоступенчатого газового компрессора лазерными системами. – СПб. : Baltech, 2013. – 89 с.

4. Севастьянов В.В., Романов Р.А. Центровка сетевых и питательных насосов // Новости теплоснабжения. – 2008. – № 7. – С. 36–42.

УДК 62-543.2

ПРОГРАММНЫЙ СИМУЛЯТОР КОНТУРА УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМ НАСОСНЫМ АГРЕГАТОМ

В.Ю. Комаров
Научный руководитель **Е.Д. Агафонов**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Безопасное и надежное функционирование технологического оборудования является основным приоритетом компаний, эксплуатирующих магистральные нефтепроводы. Как правило, наибольшее влияние с точки зрения обеспечения безаварийной работы уделяется процессам запуска, остановки перекачки нефти, а также переходам с одного технологического режима на другой.

Для управления переходными режимами используется регулирующая арматура и средства автоматики, работающие по принципу обратной связи. В частности, создаются контуры управления давлением на входе и выходе магистральных насосных агрегатов. Законы регулирования в этих контурах должны быть оптимальными в соответствии с выбранными критериями качества, такими как быстродействие, точность и т. д.

В качестве магистрального насосного агрегата (МНА) в основном используются центробежные насосные агрегаты. Для центробежных насосов, как правило, применяют следующие способы регулирования:

- дроссельное регулирование;
- изменение частоты вращения рабочего колеса насоса.

Дроссельное регулирование заключается во введении добавочного сопротивления (регулируемая задвижка или клапан) в напорный и всасывающий трубопроводы системы, благодаря чему расходно-напорная характеристика сети изменяется и пересекает характеристику насоса в другой рабочей точке, как показано на рис. 1 [1].

Изменение частоты вращения рабочего колеса насосной установки позволяет осуществить непрерывное регулирование производительности МНА с наименьшими затратами электроэнергии, чем в предыдущем варианте. Но оно требует больших затрат на регулирующее оборудование, особенно для установок с большими мощностями [1].

Рассматривая МНА как объект управления, нужно отметить некоторые особенности. Например, при дроссельном регулировании во всасывающем трубопроводе в модели регулирования необходимо также учиты-

© Комаров В.Ю., 2017

вать параметры режима работы МНА, так как при изменении напора на входе изменяется рабочая точка насоса и все связанные с ней параметры (рис. 1) [1].

При изменении рабочей точки насоса также будет изменяться гидравлическая характеристика сети. Из этого следует, что при проектировании модели системы регулирования нужно учитывать расходно-напорную характеристику насоса.

В случаях когда невозможно применить частотное регулирование (несовместимость оборудования и т. п.), применяют дроссельное регулирование. Вместе с этим необходимо решать следующие задачи:

- предложить способ регулирования МНА, регулятор;
- настроить регулятор таким образом, чтобы МНА работал в оптимальном режиме (исключить возможность кавитации, чрезмерного износа рабочего колеса) [2].

Для решения этих задач предлагается создать программный симулятор контура управления МНА, что позволит избежать практической настройки регулятора на производственном оборудовании, которая требует колоссальных затрат энергии и ресурсов.

При моделировании контура управления применялся пакет программного обеспечения Simulink.

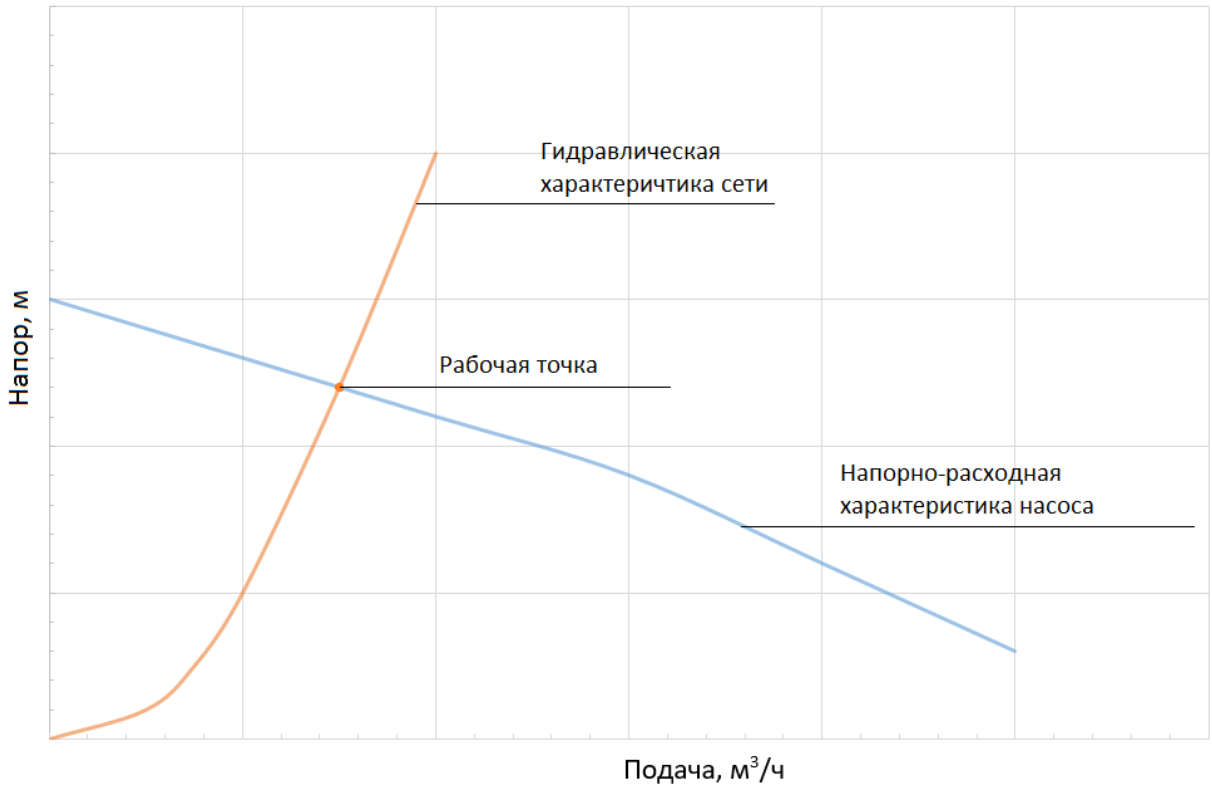


Рис. 1. Рабочая точка насосного агрегата

Рассмотрим предложенную модель управления, показанную на рис. 2. В этой модели происходит управление давлением на выходе насосного агрегата. При достижении указанного предельного значения срабатывает регулятор, который управляет клапаном так, чтобы давление на выходе насосного агрегата не превышало допустимого значения.

Данная модель позволяет быстро отрабатывать возникающие возмущения в системе (авария, скачок расхода и т. п.). Модель системы «МНА + регулирующая арматура» показана на рис. 3. Для наглядного сравнения построен график, имитирующий скачки давления в трубопроводе (рис. 4), где виден результат работы регулятора по показаниям давления до и после насосного агрегата.

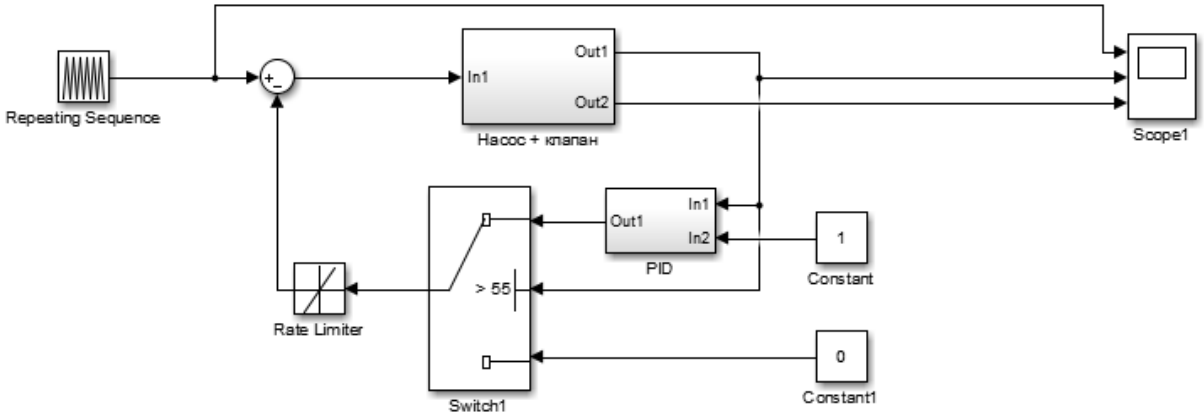


Рис. 2. Модель управления МНА

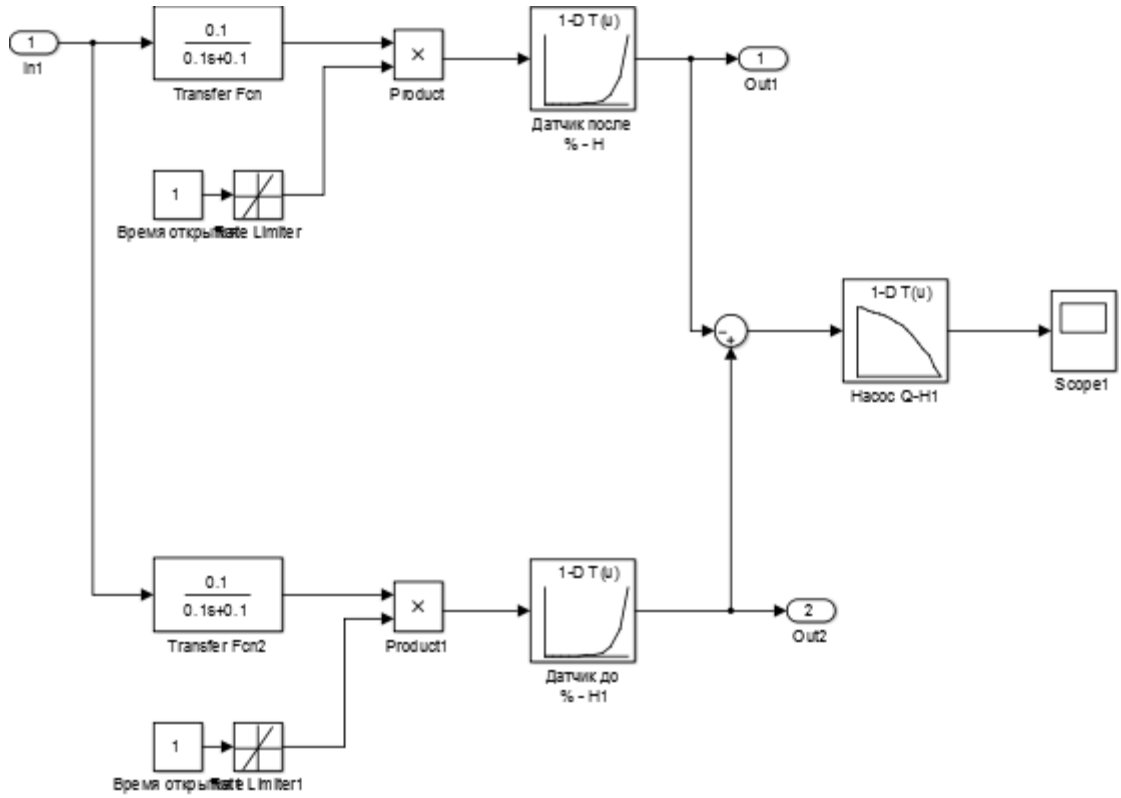


Рис. 3. Модель системы «МНА + регулирующая арматура»

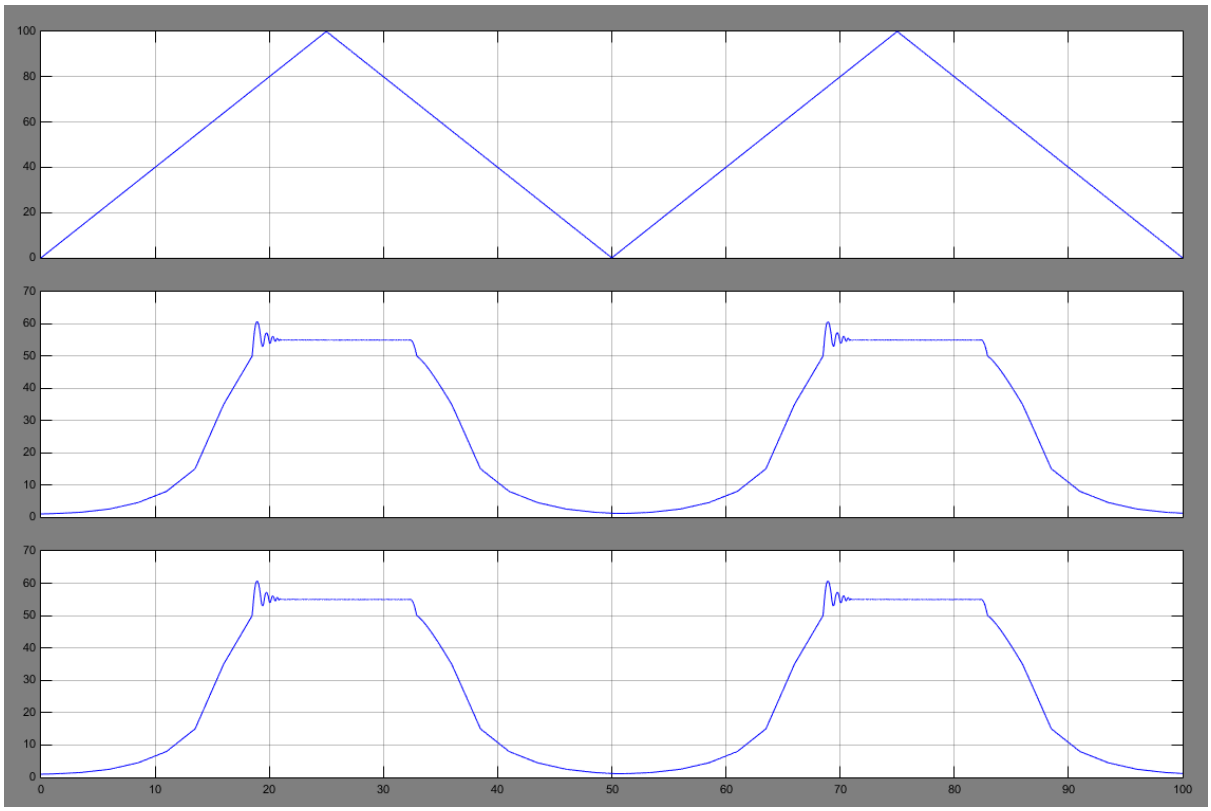


Рис. 4. Графики изменения давления до и после насосного агрегата

Таким образом, предложенная модель позволяет произвести настройку регулятора таким образом, чтобы исключить возможность работы МНА в опасных режимах. Также предоставляется возможность прогноза процессов, происходящих в МНА, и возможность улучшения свойств регулятора с учетом характеристик оборудования и рабочей среды.

Список литературы

1. Андреев Е.Б., Ключников А.И., Кротов А.В. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа : учеб. пособие. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 399 с.

2. Рыбаков Е.А., Стариков Д.П., Громаков Е.И. Advanced Control давлением нефти в магистральном трубопроводе // Современные техника и технологии : сб. тр. XX междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск, 2014. – Т. 2. – С. 241–242.

УДК 66.069.84

МОДЕРНИЗАЦИЯ ГАЗОСЕПАРАТОРА МН-ГСЛ5

А.Е. Корнеев
Научный руководитель **Т.С. Спирин**, ст. преподаватель
Сибирский федеральный университет

Установка электрического центробежного насоса (УЭЦН) – это основной инструмент, который используется при добыче 80 % всей нефти в России. Это устройство поднимает пластовую жидкость из скважины на поверхность. УЭЦН состоит из погружной части, опускаемой в скважину на колонне НКТ, наземной части и блока управления.

Погружная часть состоит из погружного электродвигателя, узла гидрозащиты, модуля приема жидкости или газосепаратора (при наличии высокого газового фактора), а также электроцентробежного насоса.

Все части погружного оборудования УЭЦН работают в крайне агрессивной среде. Главными факторами агрессивной среды является высокое давление, а также наличие в пластовой жидкости свободного газа и механических примесей.

Свободный газ вызывает повышенный износ оборудования и нарушает нормальную работу электроцентробежного насоса вплоть до того, что насос прекращает подавать жидкость (срыв подачи), а также оказывает разрушающее воздействие на резиновые части конструкции. Механические же примеси приводят к износу практически всех частей УЭЦН путем истирания либо засорения ключевых узлов [1].

В УЭЦН основным объектом защиты от свободного газа является газосепаратор. Пластовая жидкость проходит через газосепаратор, где за счет использования центробежных сил газ отделяется от пластовой жидкости и выводится в затрубное пространство. Жидкость с меньшим содержанием газа проходит далее в электроцентробежный насос.

Газосепараторы, как и другое оборудование, подвергается износу из-за содержания в пластовой жидкости механических примесей. Они являются главной причиной выхода газосепараторов из работоспособного состояния [2].

Проведя анализ конструкций известных фильтров [3], а также методов сепарации механических частиц, мы предлагаем произвести частичную модернизацию конструкции газосепаратора, а именно замену крышки перед входными каналами на фильтр из V-образной проволоки и установку ультразвукового излучателя.

© Корнеев А. Е., 2017

За основу взят отечественный газосепаратор МН-ГСЛ5 [5].

В этом газосепараторе (см. рисунок) заменяется крышка с отверстиями перед входными каналами на фильтр из V-образной проволоки для удерживания механических примесей вне внутренней полости газосепаратора. Расстояние между витками проволоки 0,2 мм. Проволока выполнена из стали марки 03Х17Н14М3 [4]. Данная сталь коррозионно-химически стойкая, особенностью ее является коррозионная стойкость в зоне сварных швов, что очень актуально в нашем случае, ведь V-образная проволока 2 приваривается к клетке 1 с помощью точечной контактной сварки. Фильтр удерживается удерживающей крышкой 4. V-образная форма проволоки будет более выгодна (по сравнению с квадратной формой) и более эффективна (по сравнению с круглой формой), поскольку работает в фильтре только одна ее грань.

Помимо фильтра во внутреннюю полость устанавливается ультразвуковой излучатель (волновод). Волновод 3 будет обеспечивать постоянную вибрацию фильтра, а значит, удерживать частицы механических примесей во взвешенном состоянии, что позволит фильтру не загрязняться. Даже в случае непредвиденных обстоятельств, если фильтр загрязнится, достаточно остановить добычу на 5–20 мин, за которые ультразвуковой излучатель очистит фильтр. Ультразвуковой генератор будет остановлен в узле гидрозащиты рядом с электродвигателем в защитном металлическом кожухе с теплоотводящими ребрами. Ток будет получен от силового кабеля. От ультразвукового генератора вдоль силового кабеля 5 будет проложен кабель 6 до волновода. По предварительным расчетам для обеспечения корректной работы с запасом достаточно ультразвукового генератора мощностью 200 Вт.

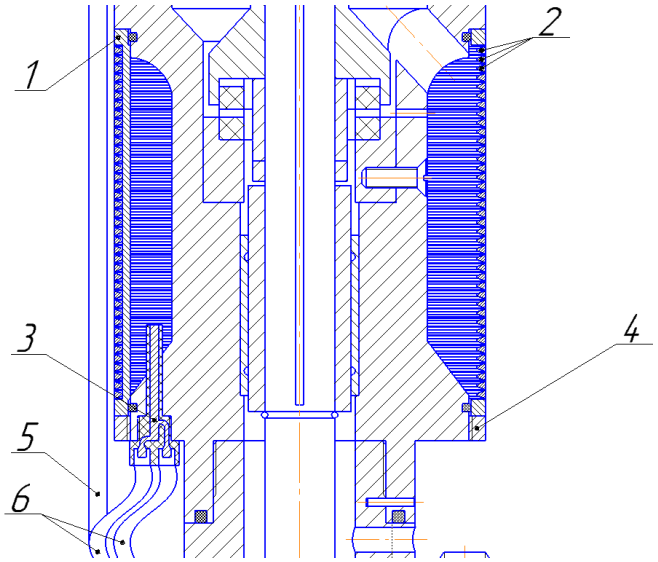


Рис. Чертеж технического решения: *1* – клетка; *2* – V-образная проволока; *3* – ультразвуковой волновод; *4* – удерживающая крышка; *5* – силовой кабель; *6* – кабель от ультразвукового генератора

Таким образом, снижается влияние абразивных частиц пластовой жидкости на работу газосепаратора, увеличивается срок службы. При этом вероятность загрязнения фильтра не велика, и помимо этого он является самоочищающимся.

Список литературы

1. Девликамов В.В., Зейгман Ю.В. Техника и технология добычи нефти : учеб. пособие. – Уфа : Изд-во УНИ, 1987. – 116 с.

2. Скважинные насосные установки для добычи нефти : учеб. пособие / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров [и др.]. – М. : Изд-во «Нефть и газ», 2002. – 824 с.

3. Поисковая система «Патентный поиск»: национальный реестр интеллектуальной собственности (НРИС). – Режим доступа: http://www.findpatent.ru. (либо этот, либо следующий вариант с указанием искомого патента).

4. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудованиям. В 2 т. Т. 1. – М. : Инфра-Инженерия, 2015. – 576 с.

5. Марки стали. – Режим доступа: http://markistali.ru/aisi_316_aisi_316t_aisi_316l/.

УДК 628.287

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОРШНЯ КОМБИНИРОВАННОГО МАНЖЕТНО-ДИСКОВОГО ДЛЯ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

А.С. Кудинова
Научный руководитель **А.К. Данилов**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

При добыче и перекачке парафиновых видов нефти на внутренних стенках труб происходит значительное отложение парафина, который уменьшает проходное сечение трубопровода, что сразу же сказывается на производительности перекачки и может привести к полной закупорке нефтепровода и остановке процесса перекачки.

Одними из причин, которые влияют на отложение парафина, можно считать:

- физико-химические свойства перекачиваемой нефти;
- изменение температурного режима (охлаждение) нефти в процессе перекачки;
- изменение содержания растворенных газов;
- характер режима перекачки (изменение давления, остановки).

Парафин выделяется из нефти в виде кристаллов, которые, соединяясь между собой, образуют парафиновую массу. Она представляет собой скелет, поры которого заполнены нефтью и водой. Температура плавления такой массы зависит от ее состава и колеблется от 40 до 50° С. Вязкость застывания парафинистой нефти зависит от количества находящегося в ней парафина и температуры. Чем больше содержание парафина и ниже температура нефти, тем больше увеличивается ее вязкость и тем меньше ее тягучесть.

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также для подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости магистральных нефтепроводов пропуском специальных очистных устройств различной конструкции.

Механическая очистка – наиболее распространенный способ очистки внутренней поверхности нефтепровода от отложений парафина. Такая очистка производится с применением специальных скребков, чистящими элементами которых являются всевозможные диски, ножи и проволочные

© Кудинова А.С., 2017

щетки. Скребки разных конструкций различны по эффективности удаления отложений со стенок труб, по износостойкости и проходимости.

Существуют различные типы механических очистных устройств:

- скребки различных конструкций;
- шаровые резиновые разделители;
- очистные поршни.

Сейчас проходит совершенствование и модернизация методов и средств проведения очистки магистральных нефтепроводов. Очистные снаряды заменяются на более современные и простые в эксплуатации полиуретановые поршни серии ПКМД.

ПКМД – поршень полиуретановый манжетно-дисковый (рис. 1).

Преимущества: в качестве чистящих элементов могут быть использованы полиуретановые диски и манжеты, манжеты из маслобензостойкой резины. Диски и манжеты позволяют поршню превосходно очищать полость трубопровода от мягких и частично твердых отложений. Использование манжеты позволяет увеличить площадь соприкосновения поршня с внутренней полостью трубопровода, вследствие чего поршень ПКМД работает как поршень-разделитель. Чистящие элементы из полиуретана обладают большей износостойкостью, чем чистящие элементы из других материалов. Преимущество манжеты из маслобензостойкой резины по сравнению с манжетой из полиуретана в ее меньшей стоимости.



Рис. 1. ПКМД – поршень полиуретановый манжетно-дисковый

Конструкция (диски и манжеты съемные): металлический корпус, чистящие, опорные и промежуточные диски из полиуретана, две резиновые манжеты, металлические проставки (количество дисков, манжет и проставок может меняться в зависимости от диаметра поршня и задач, для которых изготавливается поршень).

Материал чистящих элементов: полиуретан, маслобензостойкая резина.

Целью данной работы является повышение качества зачистки и снижение энергоемкости.

Предлагается техническое решение, которое заключается в следующем: в существующей конструкций ПКМД устанавливаются два диска с режущими элементами, режущие элементы устанавливаются под разными углами (рис. 2). В итоге происходит резание в перекрестном направлении.

Схематично процесс резания представлен на рис. 3 и 4.

После прохождения двух дисков останутся лишь «ромбовидные» части целиков отложений, которые впоследствии путем взаимодействия с зачистным ножом возможно удалить с меньшими затратами энергии.

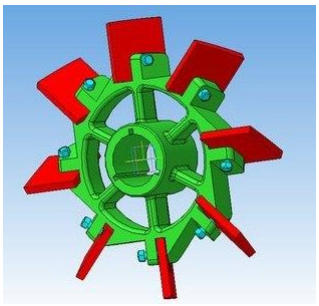


Рис. 2. Диск с режущими элементами

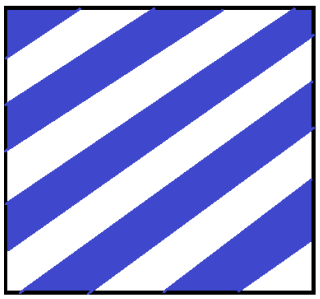


Рис. 3. Срезание отложений первым диском

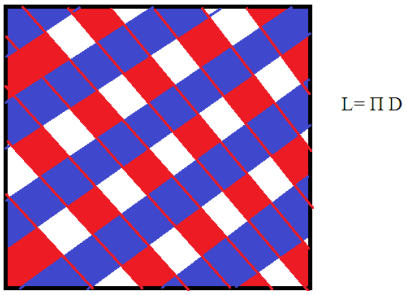


Рис. 4. Срезание отложений после прохождения второго диска

Внедрение данного технического решения позволит снизить энергоемкость процесса, а также позволит более качественно производить зачистку слоя отложений на внутренней поверхности трубы.

Список литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев [и др.]. – М. : Недра, 1972.

2. Коршак А.А., Байкова Л.Р. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций : учеб. пособие для вузов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 172 с.

3. Коршак А.А. Запасы, добыча и транспортировка нефти в странах СНГ. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2007. – 188 с.

4. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела : учеб. для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 528 с.

УДК 622.23.05

РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЕРМОКЕЙСОВ

А.А. Кусакин
Научный руководитель **А.К. Данилов**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Термоизолирующие конструкции применяются для теплоизоляции нефтегазовых скважин в условиях вечной мерзлоты. Основное назначение конструкции заключается в предотвращении растепления вечномерзлых грунтов и обеспечении устойчивого положения устья скважин в процессе эксплуатации.

При использовании термокейсов возникает необходимость в бурении скважин большого диаметра, но на данный момент не существует универсального бурового инструмента большого диаметра, позволяющего производить бурение глубиной до 100 м различных категорий грунтов и пород.

Существующие типы инструмента не отвечают задачам комплексного бурения различной категории прочности. Наиболее широко применяется шарошечный инструмент с расширителями, но его работоспособность с увеличением диаметра ограничена, а уменьшение прочности породы или встреча с грунтом приводит к интенсивному износу режущей части. Существует также проблема эвакуации шлама из скважины большого диаметра, которая достигается увеличением плотностью промывочной жидкости. При этом увеличение плотности приводит к ухудшению качества прочистки призабойного пространства.

Целью работы является создание универсального бурового инструмента, позволяющего эффективно разрабатывать грунты и породы различных категорий с применением технологии удаления шлама при помощи промывочной жидкости.

На данный момент разработана конструкция инструмента, обеспечивающая конусное формирование забоя с последовательным фрезерованием (по аналогии со спиральными бурами горных машин), которая представлена на рис. 1.

Транспортировка шлама происходит по специальным каналам уменьшенного сечения, под действием струи промывочной жидкости создается турбулентность потока в зоне завихрения. Схема предполагаемого движения жидкости представлена на рис. 2.

© Кусакин А.А., 2017

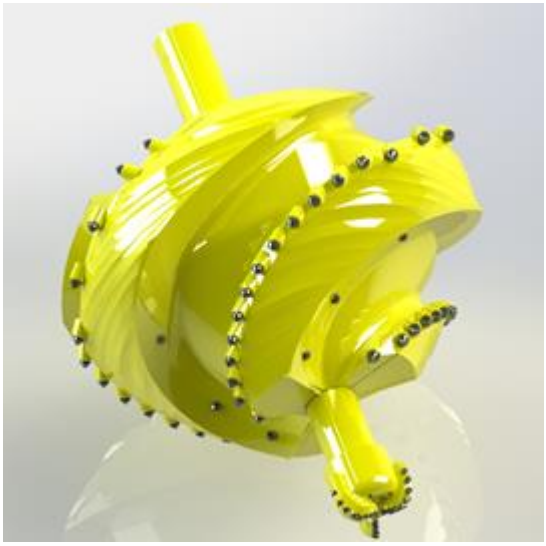


Рис. 1. Общий вид
бурового инструмента

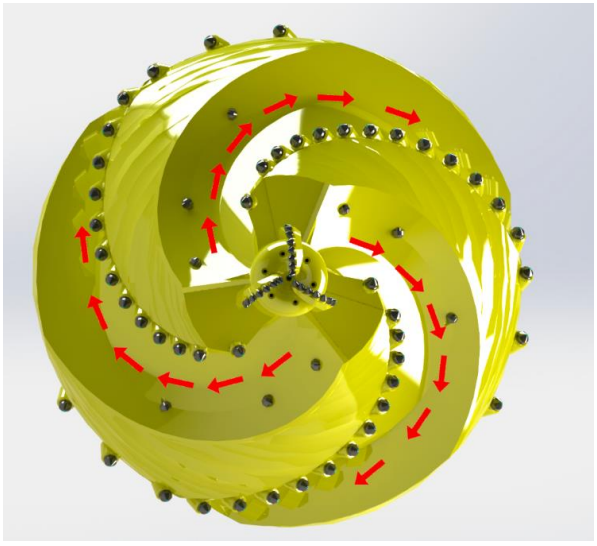


Рис. 2. Схема
предполагаемого движения жидкости

Предполагается также использование твердосплавных поворотных резцов и разработана конструкция их крепления с использованием гелькоута. Преимуществом данной конструкции является возможность оперативной замены твёрдосплавных вставок. Работу можно проводить в условиях эксплуатации. Конструкция крепления резца показана на рис. 3.

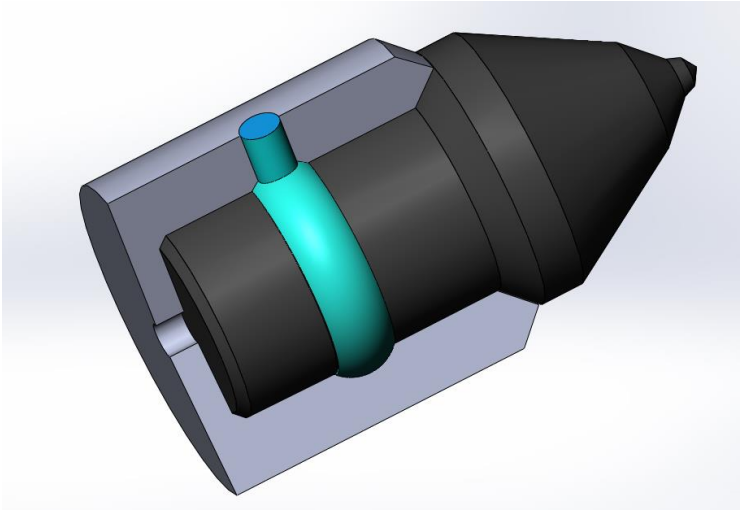


Рис. 3. Крепление резца

Данная конструкция позволяет увеличить рабочий ресурс инструмента, а также создает условия универсальности при разработке различных структур грунтов и пород. Применение специальной конструкции крепления резцов дает возможность производить ремонт инструмента. Все вышеперечисленные предложения позволяют увеличить технические характеристики инструмента, а также снизить экономические затраты.

Список литературы

1. Буровое оборудование : справочник. В 2 т. / В.Ф. Абубакиров [и др.]. – М. : Недра, 2000. – 494 с.

2. Анурьев В.Н. Справочник конструктора-машиностроителя. В 3 т. / под ред. И.Н. Жестковой. – М. : Машиностроение, 2001. – 920 с.

3. .Проектирование лопастного бурового инструмента лёгкой серии с использованием метода твердотельного моделирования / А.К. Данилов, Р.С. Привалихин, Е.А. Соловьев [и др.] // Актуальные проблемы в машиностроении. – 2015. – № 2. – С. 294–298.

4. Блинов Г.А., Буркин О.А., Володин О.А Техника и технология высокоскоростного бурения. – М. : Недра, 1982. – 408 с.

УДК 622.32.002.5

ВХОДНОЕ УСТРОЙСТВО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА

Р.С. Мирошников, В.В. Богачев
Научный руководитель **А.Б. Фёдоров**, канд. физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

Продукция скважин нефтяных месторождений представляет собой сложную гетерогенную систему, состоящую из смеси жидких углеводородов (нефти или конденсата) и воды, газов, насыщенных парами воды, и тяжелых углеводородов, твердых частиц породы и других компонентов.

В этой связи необходимым условием подачи нефти в нефтепровод является удаление газовой и твердой фаз. Процесс разделения продукции скважин на жидкую и газовую фазы называется сепарацией нефти. Сепарация происходит главным образом в результате действия естественных сил (силы гравитации, инерции и др.). Пары воды и тяжелых углеводородов извлекаются из газа путем сорбции или охлаждения. Сепараторы, применяемые для разделения нефти и нефтяного газа, называются нефтегазовыми сепараторами [4].

В нефтегазовых сепараторах обрабатывается газожидкостная смесь со сравнительно малым содержанием газа. Разделение нефти и газа в сепараторе происходит в основном за счет использования силы тяжести. Обычно в конструкции сепаратора предусматриваются различные входные устройства. В этом случае к силе тяжести добавляются силы инерции и адгезии (прилипания).

В промысловой практике для разделения продукции скважин применяют различные технологические системы сепарации. Выбор системы сепарации зависит не только от реологических и физических свойств флюида, но и от процессов диспергирования и коалесценции, определяемых условиями добычи, технологией сбора и транспорта флюида на сепарационный пункт, причем эти условия на всех стадиях разработки нефтяного месторождения непрерывно меняются [5].

На эффективность сепарации существенно влияют непосредственно системы ввода газожидкостной смеси в сепараторы и распределения потока между ними. В нефтегазовом сепараторе от конструкции ввода зависит дисперсность и концентрация капель жидкости в потоке, пенообразование и в конечном счете количественный унос дискретной фазы из аппарата [4].

© Мирошников Р.С., Богачев В.В., 2017

Одним из главных параметров сепараторов является их производительность. Факторами, определяющими эффективность процесса сепарации и, как следствие, производительности, являются стабилизация нефти, пенообразование и разгазирование газожидкостной смеси.

Недостаточная стабилизация нефти, а также повышенное пенообразование могут стать причинами увеличения капельной нефти в отводящем газе, сохранения в нефти на выходе из сепаратора большого количества растворенного газа. Это объясняется тем, что появление слоя пены на границе нефть–газ затрудняет процесс разгазирования нефти. При определенной высоте этого слоя кинетическая энергия пузырьков газа может быть недостаточной для преодоления механической прочности структурированных пленок нефти, образующих каркас пены. Это уменьшает полезный объем сепаратора, а также его производительность.

Важным этапом подготовки при добыче нефти на нефтяных и нефтегазовых месторождениях является процесс пеногашения. Сегодня в основе технологии отделения газовой фракции лежит химический катализ. Применение механических технологий улучшает экономику процесса. Модернизация входного устройства сепаратора опирается на использование длинных тонких трубок. Длина трубок выбирается на два порядка больше диаметра. Задача разделения решается за счет создания высокого центробежного ускорения. Трубки входного устройства соединяются параллельно и разделяют входной поток на несколько рукавов. Разделенные потоки флюида направляются в рабочие трубки тангенциально для создания вихревого движения. Количество параллельно включенных трубок рассчитывается в соответствии со скоростью подачи флюида. Фланцевое соединение рабочих трубок с подводящим трубопроводом может обеспечивать техническое обслуживание без остановки подачи флюида. Важным отличием рассматриваемой конструкции является её высокий потенциал дальнейшей модернизации. Такое развитие связано с определением параметров трубок и геометрией подключения при конструировании отдельного изделия.

Устройство предназначено для использования в нефтегазовых сепараторах на нефтедобывающих предприятиях. На рис. 1, 2 представлено входное устройство, которое состоит из цилиндрического корпуса 1 с тангенциально вваренным в него подающим патрубком 2, внутренней замкнутой камеры 4 прямоугольного сечения для распределения потока, набора вихревых трубок 9, устройства отвода газа, состоящего из корпусных элементов 13 и 19, конуса 16 и каплеуловителя 14. Снизу к распределительной камере приварен фланец 18 для крепления через люк сосуда. Внутри входное устройство представляет собой приваренную к нижнему фланцу обойму 7 с косыми прорезями 8 по всему периметру для установки тангенциальных входов 10 в вихревые трубки. Количество трубок выбирается из конкретных условий эксплуатации сепаратора. Сверху к корпусу при

помощи болтового соединения крепится крышка 11, имеющая цилиндрическое отверстие под выход конденсата. Сверху над крышкой устанавливается устройство отбора газа. Для связи мертвых зон входного устройства с атмосферой предусмотрены сапуны 20 и 21. Предотвращение истечения флюида осуществляется за счет наличия уплотняющих элементов между соприкасающимися поверхностями корпуса и крышки, крышки и трубок.

Устройство работает следующим образом. Нефтяная эмульсия подается через патрубок 2 в камеру распределения потока 4, где через прорези 8 попадает тангенциально в вихревые трубки 9, жидкость отклоняется к стенке трубки, где образует пленку, которая впоследствии стекает в нижнюю часть сепаратора.

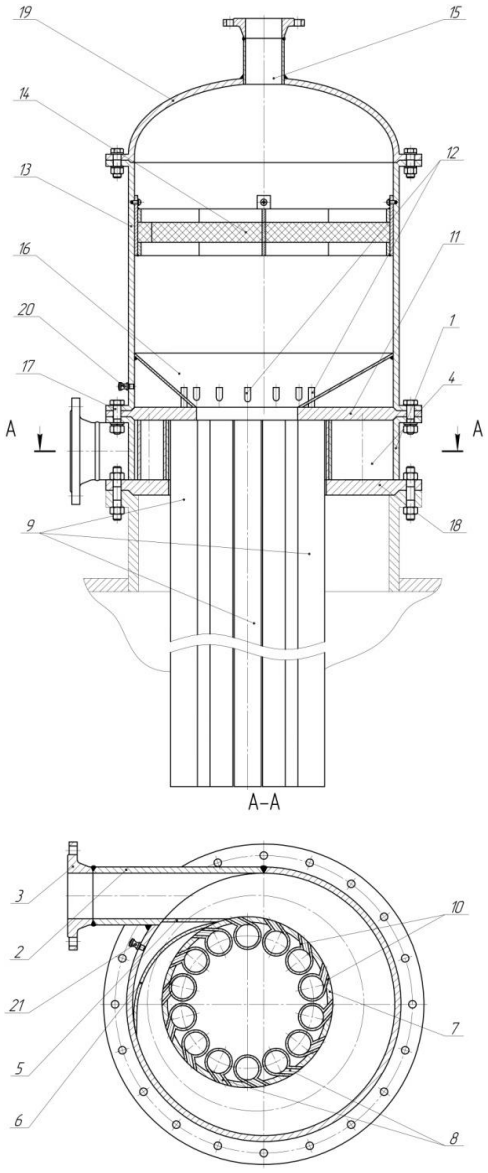


Рис. 1. Входное устройство

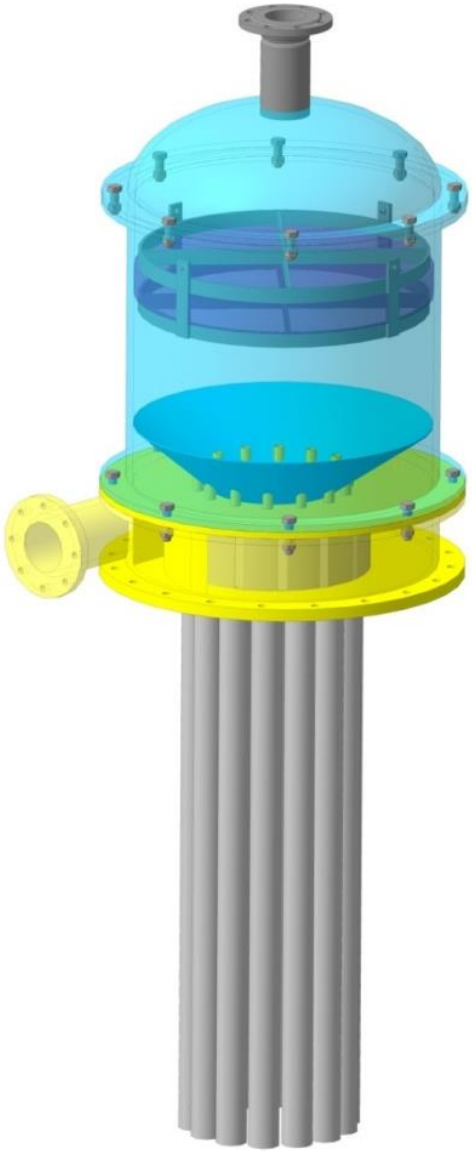


Рис. 2. 3D-модель входного устройства

В трубках возникают большие значения центробежной силы, что способствует процессу интенсивного выделения газа и коалесценции пузырьков и капель воды из нефти. Газ в трубках поднимается вверх и через патрубки 12 попадает в устройство отбора газа. В процессе прохождения через каплеуловитель 14 из газа выделяется и оседает до 99 % жидкости. Очищенный газ через штуцер 15 отводится в газовый трубопровод [1].

Техническим результатом модернизации является повышение эффективности технологического процесса сепарации нефтяной эмульсии в трехфазных сепараторах. В результате применения данного входного устройства повышается эффективность предварительного разделения газовой и жидких фаз, достигаемая за счет больших значений центробежной силы и, соответственно, фактора разделения. Главное преимущество устройства заключается в удалении из жидкой фазы значительной доли газа, что позволяет предотвратить образование пены и обеспечить снижение расходов на пеногасители и химические реагенты, а также уменьшить набор внутренних устройств сепаратора. Это особенно актуально для газонасыщенных и обводненных нефтей. Другим преимуществом данного устройства является простота изготовления, в том числе в условиях действующего добывающего предприятия. Устройство является съемным и монтируется на люке резьбовым соединением, что существенно упрощает возможность монтажа, ремонта и технического обслуживания технологического оборудования. Схема монтажа входного устройства представлена на рис. 3.

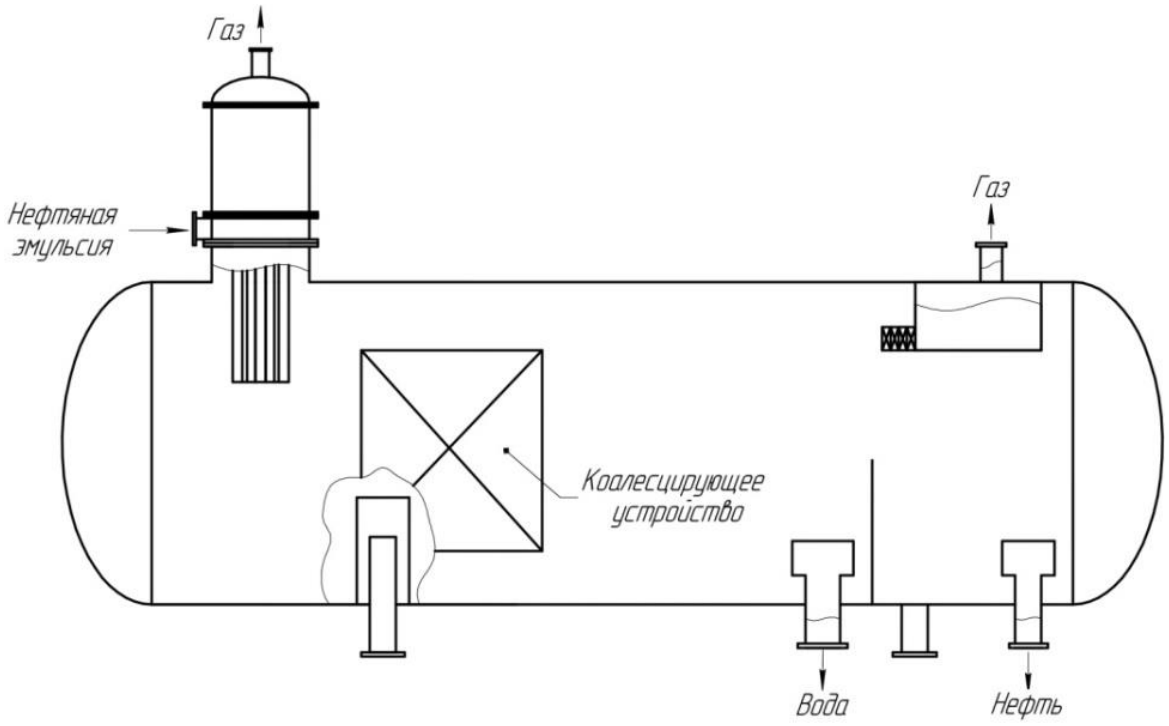


Рис. 3. Общий вид сепаратора

Список литературы

1. Гуцол А.Ф. Эффект Ранка // Успехи физических наук. 1997. Т. 167. – № 6. – С. 665–687.

2. Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды : учеб. пособие. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2003. – 145 с.

3. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 283 с.

4. Хасанова Р.Д. Сепарационные установки для нефти с высоким газовым фактором // Инженерная практика. – 2016. – Вып. № 12. – С. 14–24.

5. РД 39004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. – М., 1990.

6. A Similarity Relation for Energy Separation in a Vortex Tube / K. Stephan, S. Lin, M. Durst, F. Huang, D. Seher, Int. J. Heat Mass Transfer. 27(6) 1984. – P. 911–920.

7. Ranque M.G. Experiences sur la detente giratoire avec production simulanees d’un echappementd’airchaud et d’airfroid // Journal de Physique et le Radium (in French), Supplement. 7(4), 1933. – P. 112–114.

8. Мирошников Р.С. Vortexcoolingtechnologyofwellheadarea : сб. материалов междунар. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Проспект Свободный–2016». – С. 10–11.

УДК 622.23.05

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РАБОЧЕГО ИНСТРУМЕНТА И ПОРОДЫ

О.В. Аюшиев, Ю.И. Николаева
Научный руководитель **А.К. Данилов**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Повышение качества и эффективности построения скважин в различных геолого-технических условиях и как результат сопутствующее этому процессу снижение себестоимости скважины является важной научно-технической проблемой. Актуальность проблемы постоянно растет, так как необходимость в разработке новых нефтегазовых месторождений повышается из года в год, как и сложность их разработки из-за сложных горно-геологических условий.

Решение проблемы может осуществляться различными методами, поскольку она является комплексной и состоит из многих элементов. Одним из важнейших элементов данного комплекса является проблема совершенствования процесса бурения горной породы.

Цель данной научной работы заключается в формировании основных принципов системного подхода к моделированию процесса взаимодействия бурового инструмента с разрабатываемой средой и выбора рациональных параметров сооружения в зависимости от типа разбуриваемой породы.

Моделирование процессов бурения, технологических воздействий на породу для улучшения показателей бурения требует большого объёма аналитических экспериментальных и эксплуатационных испытаний. Основой дальнейших исследований станет среда, на которую мы воздействуем.

Создание математической модели многофакторной среды позволит решать многие задачи не только в области добычи полезных ископаемых, но и в других областях, так как позволит моделировать состояние искусственных сред, в том числе и новых материалов, процессов усталостного износа.

За основу расчётов принимаем элементарную сферу с определённым размером (по аналогии с МКЭ), например диаметром 0,1 мм. Для удобства расчётов принимаем диаметр элементарных сфер одинаковый. Сферы обладают свойствами упругости, а при контакте с соседними сферами деформируются в зависимости от свойств заданного материала, причём величина усилия деформации формирует пятно контакта, которое опреде-

© Аюшиев О.В., Николаева Ю.И., 2017

ляется дифференциалом изменения усилия в зависимости от функции жёсткости сферы. Модель взаимодействия элементарных сфер представлена на рис. 1.

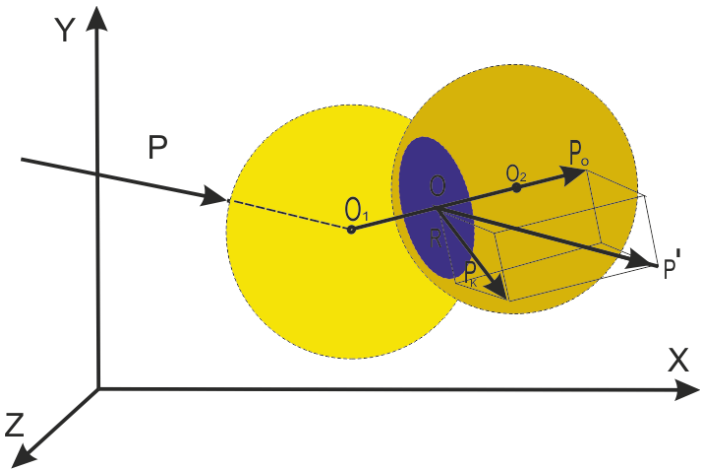


Рис. 1. Модель взаимодействия элементарных сфер

Пятно контакта, возникающее при деформации, определяет не только величину усилия деформации, но и дополнительные параметры: в случае формирования среды между двумя соседними сферами возникает сила «сцепления», равная усилию прочности σ_p, но в случае достижения предельного усилия разрыва данной связи связь между соседними сферами заменяется коэффициентом трения, а величина трения в зоне контакта в последующих расчётах будет зависеть от удельного давления или от площади деформации сфер.

Каждая сфера обладает индивидуальными свойствами, и мы принимаем сферу как элементарную расчётную единицу. Каждая сфера имеет определённую жесткость, элемент «сцепления» с соседними поверхностями σ_p по площади S, и второй показатель данной площади контакта – это коэффициент трения, индивидуальный для пары соседних сфер разных материалов.

Метод расчета дифференциальных сфер основан на сохранении энергии. Согласно теореме Клапейрона *удвоенное значение потенциальной энергии упругой системы равно сумме произведений всех сил на соответствующие им обобщенные перемещения*. Примем в качестве обобщенных сил и обобщенных перемещений соответственно усилия, действующие на ядро элементарной сферы O_1, и перемещения связей, действующих по линии между ядрами O_1-O_2 двух соседних элементарных сфер на величину u. Тогда

$$2\Pi = O_1 u_1 + O_2 u_2 + \ldots + O_n u_n, \quad (1)$$

$$\Pi = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} p_{ij} u_i u_j. \quad (2)$$

Таким образом, чтобы получить матрицу жесткости, достаточно представить выражение для потенциальной энергии перемещения элементарной сферы.

Запишем выражение (1) в развернутой форме:

$$\begin{pmatrix} O_1 \\ O_2 \\ \vdots \\ O_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1n} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ p_{n1} & p_{n2} & \cdots & p_{nn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{pmatrix}. \qquad (3)$$

Отсюда виден *физический смысл каждого из элементов* матрицы жесткости P: произвольный элемент p_{ij} матрицы жесткости численно равен *реактивному усилию* по i-му направлению, вызванному *единичным смещением* по j-му направлению ($u_j = 1$), при таком расположении элементарной сферы, когда все остальные обобщенные перемещения равны нулю ($u_k = 0$ при $p \neq j$).

При воздействии внешней силы на сферу она занимает последующее равновесное положение, преобразовывая кинетическую энергию в потенциальную, при этом учитываются жесткости и деформации соседних сфер. При использовании элементарных сфер в теорему Клайперона добавляются два установочных случая, взаимоисключающих друг друга:

- при первом случае – при использовании силы «сцепления» $\sigma_{p1.2}$ между соседними сферами, в результате действия которой расстояние между осями сфер O_1 O_2 можно считать как стержень, имеющий жёсткость ($\underline{u}_1+\underline{u}_2$), расчёты производить по МКЭ;
- во втором случае – при превышении предельной силы ($\sigma_{p1.2}$) связь нарушается и не восстанавливается, начинает действовать сила трения $f_{1.2}(s_{1.2} \cdot k_{1.2})$, зависящая от удельного давления (величина которого зависит от площади деформации расчётной сферы) и коэффициента трения между данными материалами. Действие этой силы выражено в виде момента.

В связи с тем, что характеристики каждой элементарной сферы могут иметь разные жёсткости, величины деформации, трения и сцепления, предлагаемый метод позволяет моделировать среду с различными характеристиками как по гранулометрическому составу, так и по наполнителям.

Данная модель (рис. 2) может являться фундаментальной основой для создания комплексной системы моделирования многофакторной среды, которая будет включать в себя параметры пород с учётом их состояния (трещиноватость, наличие жидкой и газообразной фаз), а также учитывать воздействия внешних факторов (температура, глубина залегания). Создание комплексной системы значительно упростит сам процесс моделирования и позволит осуществлять интеграцию со сторонними разработчиками.

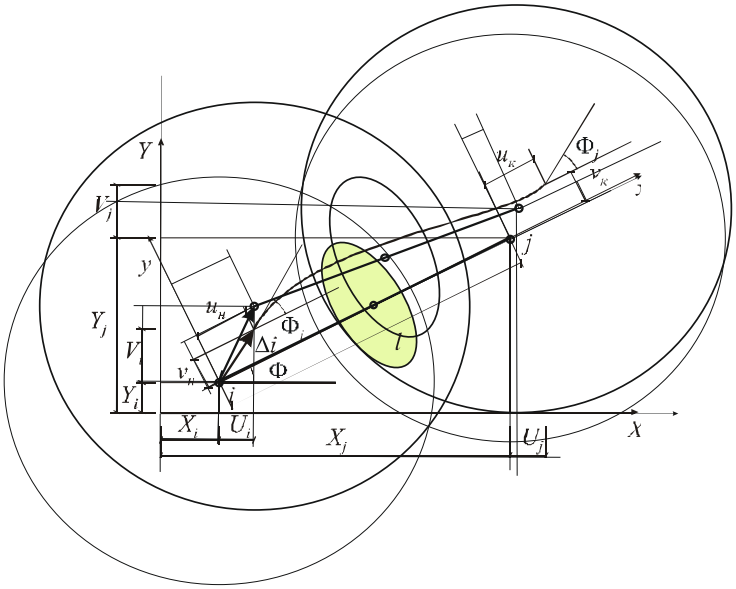


Рис. 2. Модель относительного перемещения элементарных сфер
и изменения напряженного состояния

Создание математической модели позволит моделировать процессы не только бурения, но и восстановления дебета скважины за счет применения гидроразрыва или других технологий разработки пласта.

Список литературы

1. Fuat D. Nonlinear finite element analysis of cracked beam // Journal of Science and Technology. – № 2. – 2008. – С. 194–205.

2. Kwak H.G., Filippou F.C. Finite element analysis of reinforced concrete structures under monotonic loads. A Report on Research. – Berkeley, USA : University of California, 1990. – 124 с.

3. Ngo D., Scordelis A.C. Finite element analysis of reinforced concrete beams // ACJ Journal. – V. 64. – № 3. – 1967. – P. 152–163.

4. Гениев Г.А., Киссюк В.Н., Тюпин Г.А. Теория пластичности бетона и железобетона. – М. : Стройиздат, 1974. – 316 с.

5. Градобоев А.В. Расчет железобетонных конструкций в условии напряженно-деформированного состояния с трещинами // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – Иркутск : ИрГУПС, 2008. – С. 60–63.

6. Ильюшин А.А. Пластичность. – М. : Гостехиздат, 1948. – 376 с.

7. Карпенко Н.И. Общие модели механики железобетона. – М. : Стройиздат, 1996. – 416 с.

8. Карякин А.А. Расчет железобетонных балок методом конечных элементов с учетом пластичности бетона, образования трещин, дискретного расположения арматуры и ее сцепления с бетоном: дисс... канд. техн. наук. – Челябинск : ЧПИ, 1978. – 289 с.

УДК 622.24.057.9

РАЗРАБОТКА ГЕНЕРАТОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ

Б.В. Пушнов, В.Ф. Самойленко
Научный руководитель **К.А. Башмур**
Сибирский федеральный университет

В настоящее время при бурении и добыче используется значительное число скважинных устройств, нуждающихся для своей работы в электроэнергии.

В процессе бурения наклонно-направленных скважин стало применяться оборудование, обеспечивающее постоянный контроль за положением оси ствола скважины в пространстве (MWD – Measurement While Drilling), а также контроль искривления, литологии, насыщения и оперативного управления бурением (LWD – Logging While Drilling).

Процесс добычи также зависит от получения в реальном времени различных параметров, включая температуру, давление, дебит, содержание воды в добываемом флюиде, с помощью систем мониторинга внутри скважины.

Обеспечение скважинных устройств электроэнергией является затруднительным. Традиционные способы энергообеспечения скважинных приборов – батареи и силовые кабели недостаточно надежны и долговечны, а также требуют регулярного технического обслуживания и ремонта, связанного с финансовыми и временными затратами на остановку технологического процесса и спуско-подъемные операции.

Кроме того, известно, что при бурении и добыче на труднодосягаемых территориях стоимость генерирования электроэнергии сильно возрастает в связи с увеличением затрат на доставку топлива [1]. В настоящее время в связи с Постановлением Правительства Российской Федерации № 366 от 21 апреля 2014 г. [2] начинает проводиться разработка месторождений на все более отдаленных территориях, в том числе относящихся к Арктической зоне.

Таким образом, как при бурении, так и при добыче стоит проблема в острой нехватке электроэнергии для использования скважинных устройств.

Решением проблемы энергообеспечения скважинного оборудования такого типа является использование в скважине автономных систем энер-

© Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф., 2017

гообеспечения. Данные системы должны удовлетворять следующим требованиям: компактности, продолжительному беспрерывному времени работы, виброустойчивости, устойчивости к высоким температурам и коррозионно-активной среде бурового раствора.

Количество электроэнергии, используемой устройствами MWD/LWD, составляет 600–900 Вт. Из этой энергии сенсорами используется 80–200 Вт, из которых для навигации необходимо только 40–60 Вт. Остальная энергия (500–700 Вт) используется для передачи данных на поверхность при помощи электропроводного, электромагнитного или чаще всего гидравлического каналов связи [3].

Потребление энергии некоторых скважинных устройств при добыче приведено в табл. 1 [4, с. 4].

Таблица 1

Энергопотребление скважинных устройств, применяемых при добыче

Устройство	Примерное энергопотребление, Вт
Измерительные приборы	0,1–0,2
Клапан-регулятор потока (малой мощности)	1–5
Клапан-регулятор потока (обычной мощности)	5–15
Скважинный дебитомер	10–20
Скважинная телеметрия	15–30
Беспроводные интеллектуальные системы заканчивания	30–50

Для обеспечения скважинных устройств электроэнергией при бурении и эксплуатации скважины можно использовать кинетическую, вибрационную и электростатическую энергию. Для использования этой энергии она должна быть преобразована в электрическую с помощью специальных систем.

Основным источником кинетической энергии в скважине является движущийся поток жидкости (скважинный флюид или буровой раствор). Преобразование этой энергии в электрическую осуществляется при помощи турбины. В соответствии с патентом [5] ротор электрического генератора получает свое движение от вращающейся внешней турбины, соединенной с ним. Турбина вращается вследствие падения бурового раствора в бурильной колонне или подъема скважинного флюида в колонне НКТ.

Максимально возможная энергия, генерируемая потоком бурового раствора, составляет около 800 Вт [5]. Количество вырабатываемой энергии сильно зависит от скорости потока жидкости.

Недостатками данного метода является снижение эффективного диаметра колонны, а следовательно, скорости бурового раствора при буре-

нии. Кроме того, ввиду абразивной природы бурового раствора происходит быстрый износ механических частей устройства.

Поток бурового раствора может быть также источником электростатической энергии [6]. Буровой раствор является непроводящей жидкостью с диэлектрической проницаемостью от 2 до 40. Поток бурового раствора создает электростатический потенциал между собой и элементом внутри бурильной колонны. Он накапливается при помощи заземляющего катода, находящегося в контакте с раствором, и электрода, находящегося в контакте с элементом внутри бурильной колонны. Электростатический потенциал может достигать 50 кВ [6]. Недостатком способа является необходимость в специальных шероховатых поверхностях внутренней стороны бурильной трубы.

Другим источником энергии на забое скважины являются вибрации, которые возникают вследствие потока бурового раствора, движения колонны или продольных вибраций бурового долота, возникающих из-за неравномерного строения породы бурения. Самым мощным источником являются продольные вибрации бурового долота. Они достигают амплитуд в 10 000 Н и частот в 1 000 Гц [7].

В патенте [8] вибродемпфирующее и амортизирующее устройство содержит несколько пьезоэлектрических элементов. Амплитуды и частоты генерируемых электрических волн зависят от источника вибраций. Частоты находится в диапазоне 5–1000 Гц. Генерируемая мощность составляет от 1 мВт до 2 000 Вт [8].

Анализ подходов по преобразованию энергии представлен в табл. 2.

Наиболее эффективным, на наш взгляд, является применение пьезоэлектрических элементов для генерирования энергии от вибрации потока жидкости. Это позволит использовать устройство как при бурении, так и при эксплуатации скважины. Так как объемы генерируемой энергии малы, необходимо использовать перезаряжаемые батареи или суперконденсаторы. Принципиальная схема работы устройства приведена на рис. 1.

Таблица 2

Сравнение между различными способами генерирования энергии при бурении

Источник энергии	Максимальная расчетная мощность устройства, Вт	Способы трансформирования	Практически реализованная мощность, Вт	Применяемость в производственных условиях, да/нет
Кинетическая	800	Турбина	15	Да
Вибрация	1 200	Пьезоэлемент	30	Да
Электростатическая	10	Конденсатор	–	Нет



Рис. 1. Принципиальная схема работы устройства

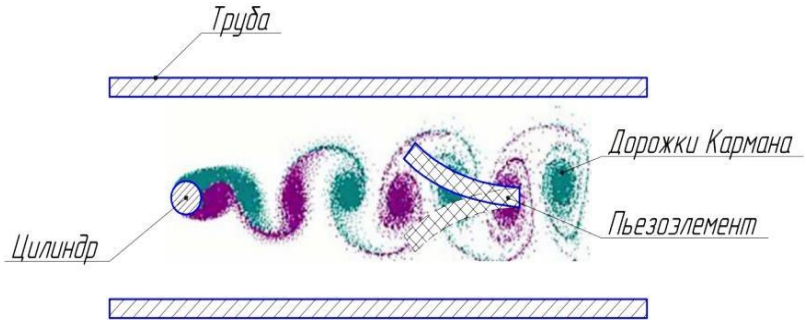


Рис. 2. Размещение элементов генератора внутри трубы

Вибрации на пьезоэлементе будут возникать вследствие действия на него вихревых дорожек, также известных как дорожки Кармана. Дорожки Кармана возникают вследствие установки плохо обтекаемого тела, в нашем случае цилиндра, на пути потока жидкости. Воздействие вихревых дорожек на пьезоэлемент показано на рис. 2.

Надежные перезаряжаемые батареи совместно с использованием надежных скважинных генераторов энергии, которые будут сохранять батареи заряженными, могут быть оптимальным решением.

Список литературы

1. Методические рекомендации по нормированию расхода топливно-энергетических ресурсов на бурение скважин при выполнении проектно-изыскательских работ. – М., 1985. – 74 с.

2. Постановление Правительства Российской Федерации № 366 от 21 апреля 2014 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации “Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года”».

3. Dimanchev D., Mintchev M.P. Energy Harvesting in Horizontal Drilling Processes for the Purpose of Information and Navigation Monitoring // International Journal of Information Theories and Applications ,2013. 20 (2).

4. Piezoelectric Based Flow Power Harvesting for Downhole Environment / Ahmad T.J., Arsalan M., Black, M. J. [et al.] // SPE Middle East Intelligent Oil and Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. – P. 1–8.

5. Пат. 2417313. Российская Федерация. Генератор питания скважинной аппаратуры / Н.Б. Болотин. Опубл. 27.04.2011.

6. Tosi L.P., Cornette H.M., Cornette C.A. Flow-induced Electrostatic Power Generator for Downhole Use in Oil and Gas Wells, US Patent Application 20120273234, Nov. 1, 2012.

7. Cobern M.E. Downhole Vibration Monitoring and Control System – Phase 1 Final Report.

8. Zabcik C.J. Downhole apparatus for absorbing vibratory energy to generate electrical power, US Patent 4518888, May 21, 1985.

УДК 62-97/-98

РАЗРАБОТКА РАБОЧЕГО ОРГАНА С ДВИЖУЩЕЙСЯ ЛЕНТОЙ ДЛЯ УПЛОТНЕНИЯ СНЕЖНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ ЗИМНИХ ДОРОГ ДЛЯ ДОСТАВКИ ГРУЗОВ В РАЙОНЫ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.Д. Селин
Научные руководители: **Р.Б. Желукевич**, д-р техн. наук;
Ю.Ф. Кайзер, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Добыча нефти, газа и полезных ископаемых требует создания транспортной инфраструктуры. Однако сооружение капитальных дорог отстает от разведки и обустройства нефтегазовых месторождений, а иногда их строительство и обслуживание экономически не оправдано из-за малой интенсивности использования и сезонности производства работ. По причине бездорожья или отдаленности от судоходных рек в период положительных температур доставку грузов выполняют в зимнее время путем сооружения сезонных дорог со снежно-ледяным полотном из снега, льда и мерзлого грунта – автозимников.

Строительство автозимников, как правило, включает два этапа. На первом этапе производят подготовительные работы (весенне-летний период), на втором (осенне-зимний период) – устраивают снежное (снежно-ледяное) полотно на сухопутных автозимниках или подготавливают ледяную поверхность на автозимниках, прокладываемых по льду рек, озер и морей.

При строительстве сухопутных автозимников в осенне-зимний период (второй этап) сооружают снежное или снежно-ледяное полотно, ледовые переправы и устанавливают дорожные знаки и ориентирующие вехи.

В зависимости от природно-климатических условий, принятой конструкции автозимника и времени производства работ рекомендуются следующие методы устройства снежного (снежно-ледяного) полотна автозимников:

- постепенное наращивание снежного полотна в течение зимы на подготовленном грунтовом основании;
- устройство снежных насыпей в начале зимы с последующим регулярным уплотнением в течение зимы свежевыпавшего снега;

© Селин Д.Д., 2017

• прокладка временных автозимников по снежной целине без подготовки грунтового основания.

В соответствии с ВСН 137–89. «Проектирование, строительство и содержание зимних автомобильных дорог в условиях Сибири и северовостока СССР» [1] в работах [2, 3] представлен технологический процесс создания снежно-ледовых автодорог.

Однако такая технология имеет ряд недостатков:

• используется несколько единиц разного типа техники (бульдозеры, вездеходные машины, термосифонные машины, роторные снегоочистители, поливочные машины, самоходные катки, дополнительное оборудование для нанесения насечки);

• требуется большое количество рабочих для обслуживания применяемой техники;

• увеличивается общий расход ГСМ;

• отсутствует универсальность оборудования.

Ввиду данных недостатков предлагается разработать комплект оборудования, которое будет включать в себя следующие устройства: шнекороторный снегоочиститель (ДЭ-226); насадки для направления снежной массы, поступающей от шнеков в трубопровод; тепловой орган (от УПМ-350), направляющий поток горячего воздуха в трубопровод; насадки, распределяющие подготовленную снежную массу под рабочий орган предварительного уплотнения; прицепной пневмоколесный каток, в котором используются колеса главных опор шасси самолета Ту-154М, обеспечивающие повышение давления в шинах до 1 МПа, и жесткий валец со специальным профилем для нанесения насечки противоскольжения.

Так как предлагаемое навесное оборудование (рабочий орган шнекороторного снегоочистителя) разработано для агрегатирования на шасси Урал-4320 (снегоочиститель ДЭ-226), то целесообразно принять за базовую машину автомобиль «Урал».

С помощью комплекта оборудования из снегонакопительных валов на снегосборных полосах формируется дорожное полотно по схеме, указанной на рис. 1.

Предлагаемый комплект рабочих органов позволит оснастить машину ДЭ-226 (Урал-4320) необходимыми устройствами для совершенствования существующего процесса возведения снежно-ледовых автодорог. Модернизация позволит заменить работы по послойному наращиванию, увлажнению, послойному уплотнению снега, а также формированию снежно-ледяных покрытий [2]. Кроме этого, из технологической схемы возведения зимних автодорог исключаются 3 единицы рабочей техники: роторный снегоочиститель, поливочная машина и самоходный каток.



Рис. 1. Схема модернизированной технологии
по созданию снежно-ледовых автодорог

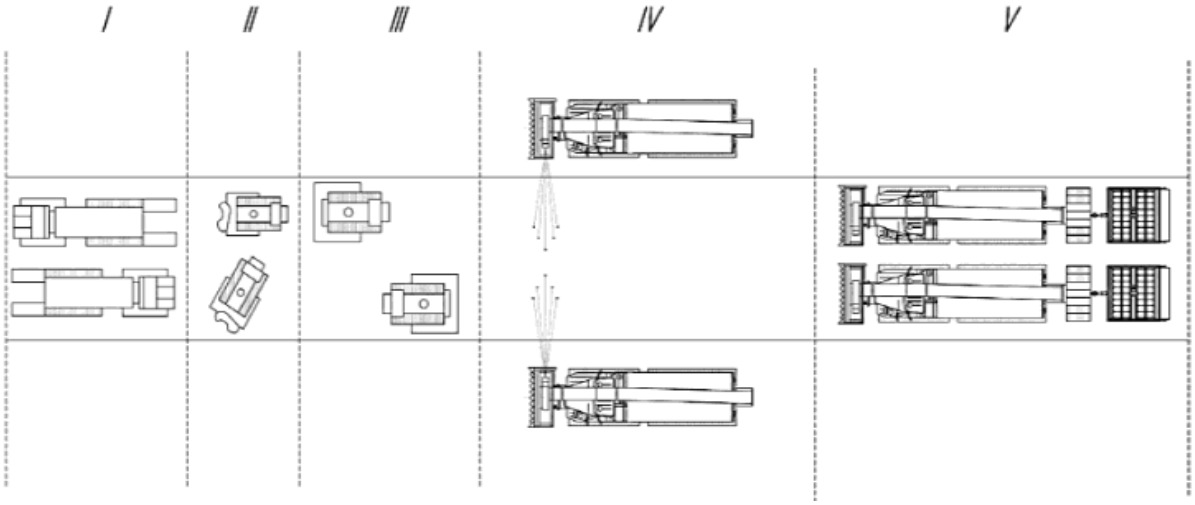


Рис. 2. Функциональная схема модернизированной технологии
по созданию снежно-ледовых автодорог

Предлагаемая схема по созданию снежно-ледовых автодорог будет выглядеть следующим образом (рис. 2):

I. Расчистка трассы от кустарников, леса.

II. Проминка сырых участков и неглубоких болот вдоль основания дороги и снегосборных полос с помощью вездеходных машин с низким удельным давлением ходовых систем.

III. Расчистка трассы от снега, прокалывание и промораживание дорожного основания с удалением выпадающего снега в накопительные валы на снегосборных полосах с помощью плужных снегоочистителей и бульдозеров.

IV. Послойное наращивание полотна дороги снегом со снегосборных полос до отметки, превышающей отметку окружающего снежного покрова.

V. Рыхление и перемешивание снега, его прогрев, уплотнение снега (органами предварительного и окончательного уплотнения). Нанесение насечки противоскольжения.

Таким образом, модернизированная схема позволит снизить капитальные затраты при строительстве зимних дорог, сократить количество задействованной техники, а также подготовить снежно-ледяное полотно в соответствии с требованиями ВСН 137–89.

Актуальность проекта «Разработка рабочего органа с движущейся лентой для уплотнения снежных образований при сооружении зимних дорог и аэродромов» заключается в оптимизации процесса создания временной зимней дороги путем применения механизированных универсальных комплексов, позволяющих упростить схему возведения зимних автодорог, ускорить процесс их возведения и понизить стоимость строительства.

Список литературы

1. Мерданов Ш.М. Научные основы создания комплексов машин для строительства временных зимних дорог в районах Севера и Сибири : дисс. … докт. техн. наук: 05.05.04. – Тюмень, 2010. – 295 с.

2. ВСН137–89. Проектирование, строительство и содержание зимних автомобильных дорог в условиях Сибири и северо-востока СССР.

3. Котельников В.В. Выбор скоростных режимов уплотнения снега дорожными машинами: дисс. … канд. техн. наук: 05.05.04. – Тюмень, 2000. – 134 с.

УДК 622.279:622.245

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТОР (TECHNOLOGY FOR OPTIMIZATION OF PRODUCTION) ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

Э.В. Залесский, А.О. Аникин
Научный руководитель **Б.Б. Квеско**, канд. физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

Предлагаемая новая технология для оптимизации добычи нефти ТОР в основном применима для скважин с высоким газосодержанием (ГФ > 100 м^3/м^3). Она может использоваться, когда забойное давление ниже давления насыщения ($P_{заб} < P_{нас}$), а также при образовании газовых конусов. ТОР применима для всех способов добычи: фонтанного, газлифта и насосного.

Основными положительными эффектами от применения ТОР являются:

- увеличение текущего дебита нефти;
- увеличение коэффициента нефтеотдачи скважины и всего месторождения;
- уменьшение содержания воды и газа в добываемой нефти.

Эта технология основывается на построении точной математической модели (на соответствующем симуляторе) системы «скважина – пласт», которая учитывает все ее компоненты. Математическая модель позволяет осуществить проведение полного анализа процессов, которые происходят в скважине, в призабойной зоне и в пласте, что, в свою очередь, позволяет максимизировать дебит и увеличить добычу благодаря тому, что забойное давление поддерживается на оптимальном уровне длительное время. Это оптимальное давление зависит от параметров пласта (проницаемость, пористость, насыщенность и давление), PVT-характеристик флюида: $R_s(P,T)$ – растворимости газа в нефти; $B_o(P,T)$ – коэффициента сжимаемости нефти; $B_g(P,T)$ – коэффициента сжимаемости газа; $\mu_o(P,T)$ – вязкости нефти; $\mu_g(P,T)$ – вязкости газа и других характеристик системы «скважина – пласт» [2].

Поддержание забойного давления на оптимальном уровне осуществляется при помощи забойного устройства (см. рисунок). Принцип работы забойного устройства заключается в следующем.

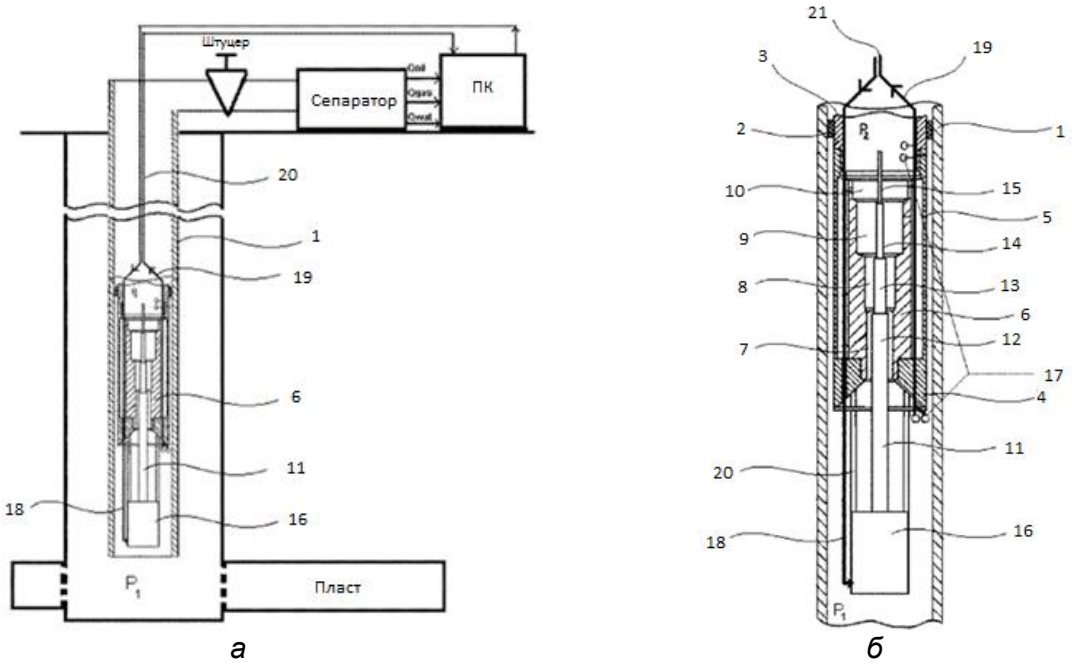
Забойное устройство спускается в скважину на НКТ и устанавливается при помощи уплотнительного кольца. Кожух забойного устройства крепится

© Залесский Э.В., Аникин А.О., 2017

к нижнему концу НКТ любыми известными методами, например при помощи резьбового соединения. Многоступенчатый телескопический дроссель установлен в нижней секции кожуха и состоит из цилиндрических ступеней, имеющих диаметры, уменьшающиеся к нижней части устройства.

Многоступенчатая игла расположена внутри телескопического дросселя и состоит из нескольких ступеней, имеющих диаметры, увеличивающиеся в направлении к нижней части. Эти диаметры выбираются таким образом, чтобы они все были меньше, чем диаметр самой нижней ступени дросселя, чтобы игла могла перемещаться вверх и вниз по всей длине дросселя. Зазор между самой большой ступенью иглы и наименьшим диаметром дросселя является достаточным для прохождения песка и других механических примесей, что позволяет избежать забивание зазора во время работы. Точные диаметры и длины различных ступеней иглы и дросселя вычисляются по математической модели. Кроме того, предпочтительно, чтобы ступени иглы и дросселя имели одинаковую длину.

Игла может перемещаться вверх и вниз с помощью приводного устройства, состоящего из электродвигателя с редуктором, приспособленным для перемещения иглы в ответ на сигнал управления. Приводное устройство поддерживается на нижней части серией распорок, позволяющих нефти и газу войти в отверстие в нижней части.



а *б*

Рис. Забойное устройство: *а* – общий вид; *б* – схема забойного устройства (1 – скважина; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – НКТ; 4 – нижняя секция кожуха; 5 – кожух забойного устройства; 6 – многоступенчатый телескопический дроссель; 7–10 – цилиндрические ступени дросселя; 11 – игла; 12–15 – ступени иглы; 16 – приводное устройство; 17 – датчики; 18 – питающий кабель; 19 – сенсорный кабель; 20 – распорки для подвески приводного устройства; 21 – объединённый кабель питания и передачи информации)

Питание и управляющий сигнал для приводного устройства подаются через питающий кабель, соединяющий приводное устройство с блоком управления, таким как, например, компьютер. Также к компьютеру подключены с помощью сенсорного кабеля различные датчики, такие как датчики давления. Они приспособлены для передачи необходимой информации, например давлений P_1 ниже и P_2 выше забойного устройства, на компьютер. Другая информация, которая может быть передана датчиками, включает в себя скорости потоков различных компонентов скважинной продукции, таких как нефть, газ и вода, их температура и т. д. Кроме этого, питающий и сенсорный кабели могут быть объединены в один кабель.

Забойное давление можно регулировать одним из трех режимов работы забойного устройства: полностью автоматическим (блок управления меняет местоположение иглы в любое время на основании предопределенного алгоритма компьютерной программы, получая информацию с датчиков на забойном устройстве), полуавтоматическим (блок управления используется для управления приводным устройством, оставляя возможность вмешательства человека) и ручным (инструмент периодически извлекается и положение иглы регулируется вручную). Каждый из предложенных подходов управления имеет определенные преимущества и недостатки [3].

Применение технологии ТОР на месторождениях Юго-Восточной Азии, Мексиканского залива, Узбекистана дало следующие результаты:

1. Скважина А1, Юго-Восточная Азия:
   - добыча увеличена с 23,5 до 50,5 $м^3$ в день;
   - ГФ уменьшен с 6 864 до 2 221 $м^3/м^3$;
   - водосодержание уменьшено с 27 до 5 %.
2. Глубокая (более 4 км) оффшорная скважина в Мексиканском заливе:
   - ГФ уменьшен с 586 до 227 $м^3/м^3$;
   - дебит увеличен с 19,2 до 26 $м^3$ в день;
   - водосодержание уменьшено с 9,5 до 0,43 %.
3. Скважина № 289 в Узбекистане (месторождение Кокдумалак) [4]:
   - дебит увеличен на 18 %, с 123,8 до 146 $м^3$ в день;
   - ГФ уменьшен с 1071 до 803,6 $м^3/м^3$;
   - водосодержание уменьшено с 7,5 до 0,3 %.

Из этих данных можно сделать вывод, что при внедрении технологии ТОР дебит нефти в среднем увеличивается на 18 %, газовый фактор снижается на 50 %, а обводненность продукции на 65 %. Далее рассмотрим ожидаемый результат от внедрения технологии ТОР на скважинах № 227, 138, 240 Ванкорского месторождения, учитывая средние показатели эффективности данной технологии (табл. 1).

Таблица 1

Изменение параметров скважин при внедрении технологии ТОР

№ скв.	Параметры до применения ТОР				Параметры после применения ТОР				$dQ_ж$, $м^3$	$dQ_н$, т	$d_{ГФ}$, $м^3/т$
	$Q_н$, т/сут	H_2O, %	$Q_{жид.}$, $м^3/сут$	ГФ, $м^3/т$	$Q_н$, т/сут	H_2O, %	$Q_{жид.}$, $м^3/сут$	ГФ, $м^3/т$			
227	63,9	4,0	79,0	5 419,0	89,5	2,6	91,8	2 709,5	12,8	25,6	–2 709,5
138	48,6	8,0	60,0	9 364,0	65,1	5,2	68,5	4 682,0	8,5	16,5	–4 682,0
240	244,7	23,0	377,0	2 592,0	342,5	15,0	393,8	1 296,0	16,8	97,8	–1 296,0

Как видно, применение технологии ТОР снижает значение газового фактора, что приводит к улучшению рабочих характеристик погружного насосного оборудования и предотвращению простоев скважин. Кроме этого, увеличится дебит по нефти с одновременным снижением обводненности продукции, что позволит уменьшить вымывание песка из пласта.

Далее определим экономическую эффективность внедрения ТОР на скважинах Ванкорского месторождении в течение трех лет (табл. 2). При этом предположим, что дополнительная добыча будет снижаться на 2,1 % с каждым месяцем. Также учтем, что в первом году будет 2 дня простоя скважин по причине установки оборудования ТОР бригадой КРС. Стоимость оборудования, устанавливаемого в скважину, составляет 4, 5 млн руб.

Таблица 2

Результаты расчета экономической эффективности

Показатели	Год		
	1-й	2-й	3-й
Фонд скважин *n*, шт.	3	3	3
Дополнительная добыча *Q*, тыс. т	12,24	9,48	7,35
Выручка от реализации В, тыс. руб.	134 590,25	104 329,21	80 872,01
Текущие затраты $З_т$, тыс. руб.	9 298,96	7 208,20	5 587,52
Капитальные затраты $К_з$, тыс. руб.	16 635,00	0,00	0,00
Налог на прибыль Н, тыс. руб.	26 918,05	20865,84	16 174,40
Налог на имущество $Н_{им}$, тыс. руб.	198,00	99,00	0,00
ПДН, млн руб.	81,54	76,16	59,11
НПДН, млн руб.	81,54	157,70	216,81
Коэффициент дисконтирования $К_д$, д. ед.	1,00	0,91	0,83
Дисконтированный ПДН (ДПДН), млн руб.	81,54	69,30	49,06
Чистая текущая стоимость ЧТС, млн руб.	81,54	150,84	199,90
Сумм. дисконтированные инв. $ЧТС_{инв}$, млн руб.	16,64		
Коэффициент отдачи капитала КОК	13		

В результате внедрение технологии ТОР на трех скважинах Ванкорского месторождения позволит дополнительно добыть 29,07 тыс. т нефти, что принесет компании прибыль более 190 млн руб. с учетом всех налогов. Кроме этого, коэффициент отдачи капитала составляет 13, т. е. компания получит прибыль, превышающую затраты в 13 раз.

Список литературы

1. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г. Новая технология оптимизации добычи из пластов, содержащих нефть с высоким газовым фактором // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 4–15.

2. Пат. 7 172 020 США (6 февраля 2007).

3. Пат. 7 753 127 США (13 июля 2010).

4. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г. Система оптимизации добычи нефти – новая технология, успешно работающая на нефтегазоконденсатном месторождении Кокдумалак (Узбекистан / Туркменистан) // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 10.

УДК 735.29

РАЗРАБОТКА МЕХАНОАКТИВИРУЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Г.К. Зайцева
Научный руководитель **Э.А. Петровский**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

В данной работе рассматривается решение проблемы очистки внутрипромысловых трубопроводов от продуктов коррозии перед консервацией при помощи использования механоактивирующего инструмента и гибких непрерывных металлических труб.

На сегодняшний день большинство аварийных инцидентов на внутрипромысловых трубопроводах происходит из-за внутренней коррозии. Основной причиной коррозии является то, что транспортируемая жидкость очень агрессивная, содержит большой процент воды, механические примеси, сероводород. Технологические методы защиты от внутренней коррозии включают ряд мероприятий, одним из которых является очистка трубопроводов от парафина, песка, водяных и газовых скоплений и различных механических примесей и применение химических реагентов [1].

Для снижения затрат на использование большого количества дорогостоящих ингибиторов коррозии (ИК), снижения рисков разрыва трубопроводов при консервации ингибированной водой и затрат на обогрев трубопроводов при использовании воды, так как при охлаждении вода расширяется и может повредить трубу, уменьшения затрат на присадки-депрессоры, которые используются при консервации трубопроводов товарной нефтью [2], нами разработан механоактивирующий инструмент (МАИ), который позволяет механически очистить пустую трубу от продуктов коррозии (остатков водонефтяной эмульсии и механических примесей) и нанести на внутреннюю поверхность стенок трубы ингибитор коррозии, тонкая пленка которого защитит металл от повреждений в период консервации.

В качестве устройства, с помощью которого будет обеспечено движение МАИ, предлагаем применить колтюбинговую установку, представленную на рис. 1.

Технология колтюбинга в мировой нефтегазовой промышленности применяется достаточно давно, однако в России является относительно новой, но перспективной. Она основана на использовании гибких непрерывных труб, наматываемых на катушку. Такие трубы, благодаря своей

© Зайцева Г.К., 2017

гибкости, позволяют предоставить доступ в боковые и горизонтальные стволы; также плюсом является то, что не требуется производить операции по сборке/разборке бурильной колонны.

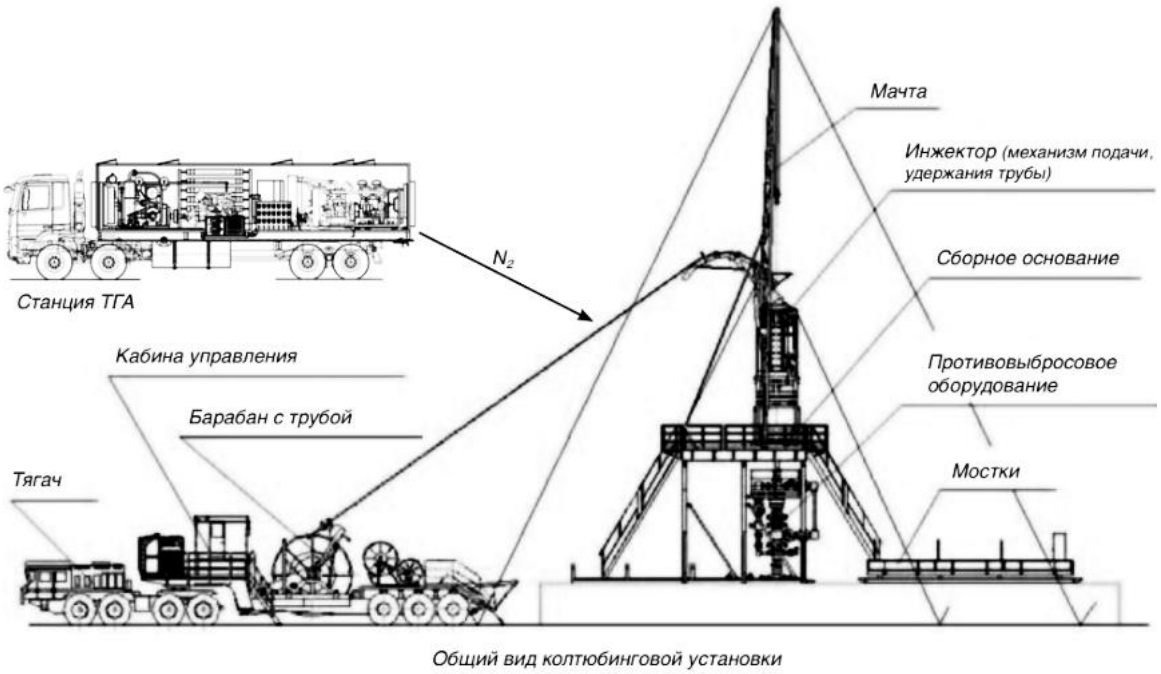


Рис. 1. Общий вид колтюбинговой установки

Принцип работы и устройства разработанного механоактивирующего инструмента, принципиальная схема которого представлена на рис. 2, заключается в следующем. При помощи установки колтюбинга МАИ погружается в трубу и начинается подготовка к его работе:

1. Запускается гидротурбинный двигатель, который начинает вращать МАИ и нагнетать жидкость, которая будет омывать трубу.

2. Выпускаются щетки, которые плотно прилегают к внутренним стенкам трубы.

3. Из статичного сопла подается очищающая жидкость.

После чего начинается движение МАИ вперед.

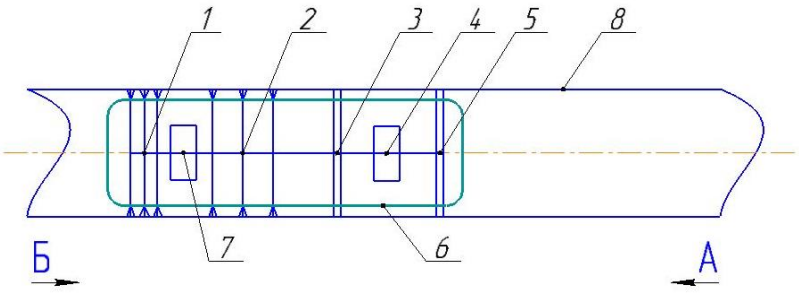


Рис. 2. Принципиальная схема механоактивирующего инструмента:
1 – щетка грубой очистки; *2* – щетка мягкой очистки; *3*, *5* – сальники;
4 – вращающееся сопло; *6* – корпус; *7* – статичное сопло; *8* – труба
(А – направление движения МАИ вперед, Б – направление движения МАИ назад)

Принципиальная схема устройства щетки представлена на рис. 3. Диск-основание щетки грубой очистки, которая в конструкции расположена первой по ходу движения вперед, начинает вращаться и под действием центробежной силы щетки, закрепленные на краях диска-основания, начинают прижиматься к поверхности трубы. За счет механического усилия и трения происходит очищение от продуктов коррозии, песка, АСПО.

Принцип действия второй щетки аналогичен, за исключением того, что сами щетки изготовлены из более тонкого и плотно расположенного материала, за счет чего происходит более полный подбор оставшихся мелких частиц, которые необходимо удалить с поверхности трубопровода.

В это же время из статичного сопла подается очищающая жидкость, которая своим напором убирает оставшуюся грязь, смачивает мелкие частички, подготавливая поверхность для работы сальников.

Два сальника, расположенные в конструкции следом за щетками, представляют собой металлические диски с резиновыми кольцами по окружности, которые плотно прилегают к внутренней поверхности трубы. Сальники образуют герметичную камеру, куда при движении МАИ назад подается ингибитор коррозии, который полностью заполняет рабочую камеру, смазывая стенки трубы. Сальники при соприкосновении со стенками при движении вперед снимают остаточный слой пыли, при движении назад втирают ингибитор коррозии и удерживают его в камере, для того чтобы уменьшить расход ИК.

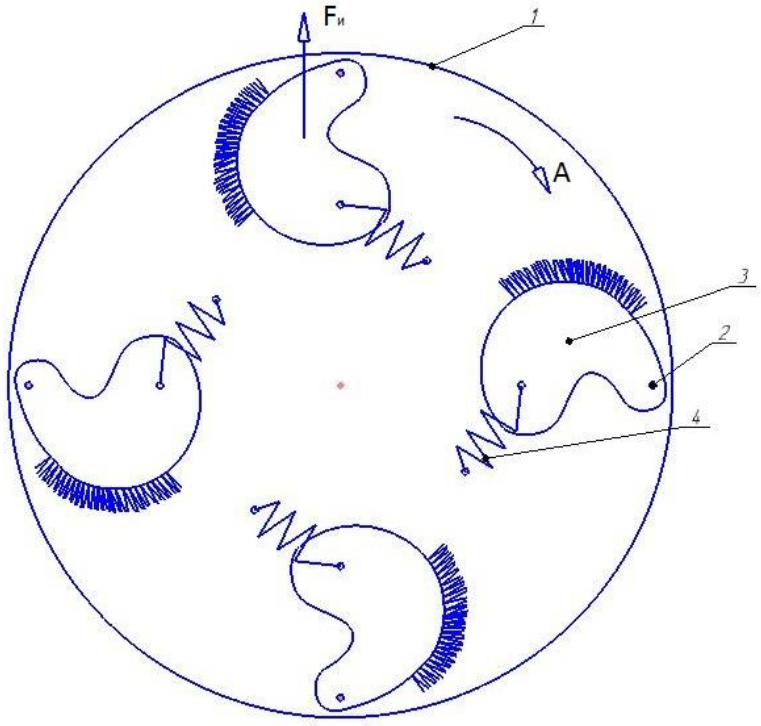


Рис. 3. Принципиальная схема устройства щетки:
1 – диск-основание; *2* – подвижное крепление щетки к диску; *3* – щетка;
4 – пружина (А – направление вращения диска, $F_и$ – сила инерции)

В процессе движения МАИ вперед жидкость смачивает внутренние стенки трубопровода и резинками сальников забирает оставшуюся грязь, пыль. Труба становится чистой. Движение происходит до приемной камеры, в которой происходит очистка, промывка, визуальный осмотр, контроль поверхности щеток, поверхности МАИ, камеры, наличия посторонних предметов и т. д.

Далее происходит процесс загрузки МАИ в трубу, его подготовка и движение в обратном направлении. При подготовке к движению в обратном направлении щетки не выпускаются, т. е. их ворсистая поверхность не касается внутренних стенок трубопровода. Камера между двумя сальниками полностью заполняется ИК. Поскольку МАИ движется, происходит смазывание стенок трубопровода, излишки подбираются резиновыми сальниками.

При движении вперед используется техническая вода, при движении обратно – ингибитор коррозии (ИК) в минимальных объемах, а по мере приближения МАИ к камере пуска, который находится в трубе, сливается назад в емкость.

При достижении МАИ исходной точки камера освобождается от ингибитора. Снаряд извлекается из трубы для визуального осмотра и дальнейшего демонтажа всей установки.

Данная разработка позволяет экономить на ингибиторах коррозии и других химических реагентах, которые необходимы при стандартной консервации трубопроводов.

Список литературы

1. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2016 г. – Режим доступа: http://arch.gosnadzor.ru.

2. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

3. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / А.Г. Молчанов, С.М. Вайншток, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин. – М. : Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.

УДК 621.644.073

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА СБОРКИ ТРУБОПРОВОДОВ РАЗНОГО ДИАМЕТРА

Е.А. Жерноклюев, К.А. Князев
Научный руководитель **О.Н. Петров**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

При анализе имеющихся способов и патентов, направленных на решение задач по сборке линейной части магистрального трубопровода, были выделены такие проблемы, как дискомфорт при проведении сварочных работ, затраты на эксплуатацию внутритрубных центраторов, недостаточно хорошее качество сварного шва, большие временные затраты на проведение работ по центровке и сварке магистральных трубопроводов при их сооружении.

Целью выполнения работы является разработка универсального устройства для сооружения линейной части магистрального трубопровода, т. е. его центровки и последующей сварки, а также для минимизации затрат времени, сил и средств.

Для реализации поставленной цели решены следующие задачи:

- проанализирован комплекс средств для центровки труб с последующей сваркой магистрального трубопровода;
- представлены основные преимущества нового устройства по сравнению с другими способами ремонта линейной части;
- показан качественный эффект на примере.

Предполагается, что новое устройство сократит время на подготовительные работы, а именно, потребуется меньшее количество трубоукладчиков. Также устройство минимизирует время на центровку трубопровода и проведение сварочных работ.

Для примера рассмотрим случай, при котором используется внутритрубный центратор (рис. 1). Внутритрубные центраторы делятся на самоходные и «неподвижные». Конструкция таких приспособлений сложна, поскольку должна обеспечивать соосность внутренних диаметров труб. Внутренние центраторы, кроме внешней фиксации, должны обеспечивать ещё и внутреннюю, поэтому применяются при соединении труб, имеющих пенополиуретановое покрытие, что также является негативным фактором [2].

© Жерноклюев Е.А, Князев К.А., 2017

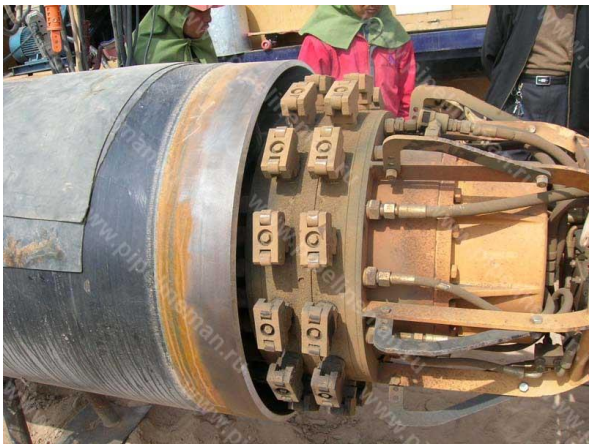


Рис. 1. Процесс установки центратора
в трубопроводе

Особенностью таких центраторов является наличие гидравлического привода, который обеспечивает не только центровку, но и устраняет прогиб трубы под собственным весом или в результате просадки грунта в месте прокладки трубопровода. Система управления гидроприводом внутреннего центратора базируется на использовании двигателей постоянного тока, поскольку предполагает регулирование скорости перемещения гидрозажимов [1]. Минусом такого устройства является дороговизна его ремонта.

Помимо перечисленных недостатков, отметим также то, что данная разновидность центраторов имеет малый разбег диаметров трубопровода (около 80 мм). Вследствие этого экономически целесообразно будет использовать одну предлагаемую установку вместо нескольких внутритритрубных центраторов для разных диаметров.

Предполагается, что данное устройство будет способно обслуживать трубопроводы диаметром от 530 до 1 220 мм. На рис. 2 представлена модель устройства, позволяющая сваривать трубопроводы диаметром 820 мм.

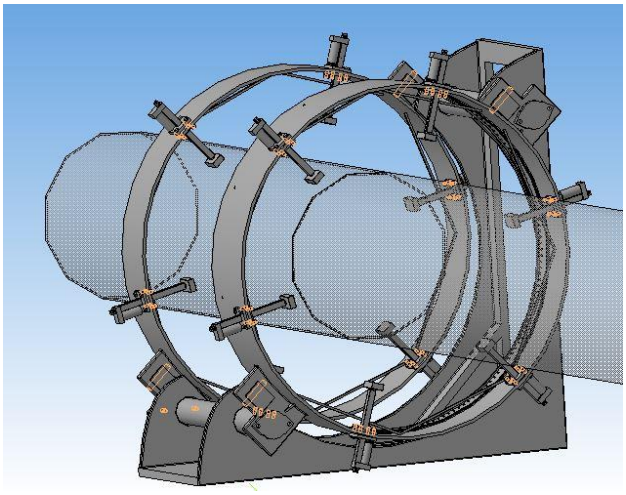


Рис. 2. Общий вид автоматизированного устройства
для сооружения линейной части магистрального трубопровода

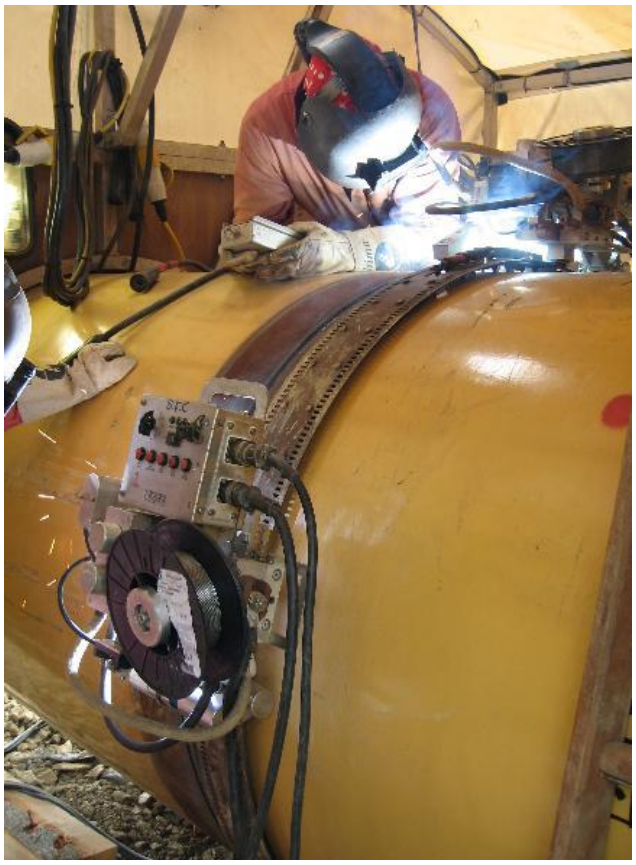


Рис. 3. Сварочный комплекс ПРОТЕУС

Таблица

Сравнительная характеристика сварочных материалов

Марка, диаметр проволоки	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа	Временное сопротивление на разрыв, МПа	Относительное удлинение, %	Ударная вязкость, дж/см^2
Power Pipe 60R. Диаметр 1,2 мм	490–550	610–40	590–650	≥ 21	119
Электроды марки ОК 48.04	420	560	500	≥ 30	100

Центрирование трубопроводов достигается при помощи двенадцати актуаторов, работающих одновременно. Усилия актуаторов будут подбираться таким образом, чтобы обеспечить необходимое удерживающее усилие не в ущерб пределу прочности металла. Работа актуаторов основана на подаче постоянного электрического тока напряжением в 12/24 В, в результате чего повышается надежность, а также простота обслуживания устройства, так как отсутствуют гидравлические приводы [3].

В устройстве применено лучшее сварочное оборудование – система ПРОТЕУС, обеспечивающая единый сварной шов. В таблице приведена

сравнительная характеристика сварочных материалов. На рис. 3 представлено данное сварочное оборудование [4].

Исходя из данных таблицы, делаем вывод, что сварка предложенным способом превосходит электродуговую сварку по всем параметрам. Наряду с этим данный сварочный комплекс способен производить непрерывный сварной шов, что обеспечивает его надежность и долговечность.

Список литературы

1. ООО «Производственное объединение «СПЕКТР». – Режим доступа: http://pipelineman.ru/?lang=1&id=88 (дата обращения 06.05.2017).

2. Мазель А.Г. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. – М., 1989. – 280 с.

3. Pnevmolux средства автоматизации. – Режим доступа: http://pnevmolux.com/linear-actuators/Aktuator-serii-ATU-1 (дата обращения 07.05.2017).

4. ИТС Москва. – Режим доступа: http://www.its-m.ru/svarochniy-avtomat-proteus.html (дата обращения 06.05.2017).

Секция 4

ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ, ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

УДК 665.66

ПОЛУЧЕНИЕ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫМИ СВОЙСТВАМИ НА ПРИМЕРЕ АО «АНПЗ ВНК»

Б.Б. Абдуллаев, П.А. Литвинов
Научный руководитель **С.Е. Прошкин**
АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод "Восточной нефтяной компании"»

Для России, где больше половины территории относится к зонам с умеренно холодным и арктическим климатом, особо остро стоит вопрос об обеспечении низкозастывающими нефтепродуктами, особенно дизельным топливом (ДТ).

На российском рынке прослеживается тенденция с дефицитом качественного зимнего дизельного топлива (ЗДТ), соответствующего всем нормативным документам РФ.

Необходимо отметить, что основное количество ЗДТ в России производится следующими способами: понижением температуры конца кипения, а также добавлением в летнее ДТ либо низкооктанового бензина, либо керосина, либо различных присадок.

Поэтому в данной работе разработана технологическая схема для эффективного производства ЗДТ, соответствующего стандарту ЕВРО-5 и рекомендациям нормативных документов РФ, на примере АО «АНПЗ ВНК».

Существующая технология

В АО «АНПЗ ВНК» функционирует установка гидроочистки дизельного топлива, совмещенная с процессом депарафинизации (секция 300/1 комбинированной установки ЛК-6Ус).

Сырьем секции 300/1 является фракция 180–360 °С. В схеме используются три реактора. Реакторы Р-301а, Р-301б полностью загружены катализатором гидроочистки; реактор Р-301 имеет комбинированную загрузку: катализатор депарафинизации + катализатор гидроочистки, выполняющий функцию дегидрирования олефиновых углеводородов. В табл. 1 представлен материальный баланс секции С-300/1 комбинированной установки ЛК-6Ус.

© Абдуллаев Б.Б., Литвинов П.А., 2017

Таблица 1

Материальный баланс секции С-300/1 комбинированной установки ЛК-6Ус

Наименование продукта	% масс.
Сырье:	100,00
фракция дизельная (240–360 °С)	86,00
фракция дизельная (180–240 °С)	14,00
ВСГ	2,00
Итого сырье	102,00
Отборы:	
отдув ВСГ	1,70
углеводородный газ	5,80
сероводородный газ	0,30
бензин-отгон	3,50
фракция дизельная гидроочищенная (куб К-301)	**90,34**
Потери	0,36
Итого	102,00

При компаундировании товарного зимнего дизельного топлива в АО «АНПЗ ВНК» используются компоненты, представленные в табл. 2.

Таблица 2

Компоненты, используемые при компаундировании товарного зимнего дизельного топлива в АО «АНПЗ ВНК»

Наименование компонента	%
Фракция керосиновая прямогонная	2,7
Фракция керосиновая гидроочищенная	24,2
Фракция дизельная гидроочищенная	72,9
Противоизносная присадка Байкат	0,02
Депрессорно-диспергирующая присадка Додифлоу	0,02
Цетаноповышающая присадка ТУ 0257-081-075 116 08-2009	0,07

Анализ данных табл. 1, 2 показывает, что действующая схема производства ЗДТ имеет ряд существенных недостатков:

- недостаточный выход целевого продукта;
- образование большого количества углеводородного газа;
- вовлечение прямогонной керосиновой фракции при компаундировании ЗДТ.

Технологические решения

В настоящее время наиболее перспективной технологией получения ЗДТ является процесс изомеризационной депарафинизации.

Технология изодепарафинизации обеспечивает больший выход целевого продукта (не менее 95 % масс. на сырьё) по сравнению с каталитической депарафинизацией.

Процесс изодепарафинизации основан на реакции селективной изомеризации нормальных алканов с дальнейшей изомеризацией слаборазветвленных алканов.

В предлагаемом решении реакторы секции 300/1: Р-301а, Р-301б и Р-301 секции С-300/1 – загружаются катализатором гидроочистки (рис. 1).

В табл. 3 представлен материальный баланс установки гидроочистки дизельного топлива с учетом загрузки реакторного блока секции С-300/1 катализатором гидроочистки.

В результате анализа материального баланса видно, что выход гидроочищенного летнего дизельного топлива увеличится на 8,18 % масс. после замены катализатора в реакторном блоке.

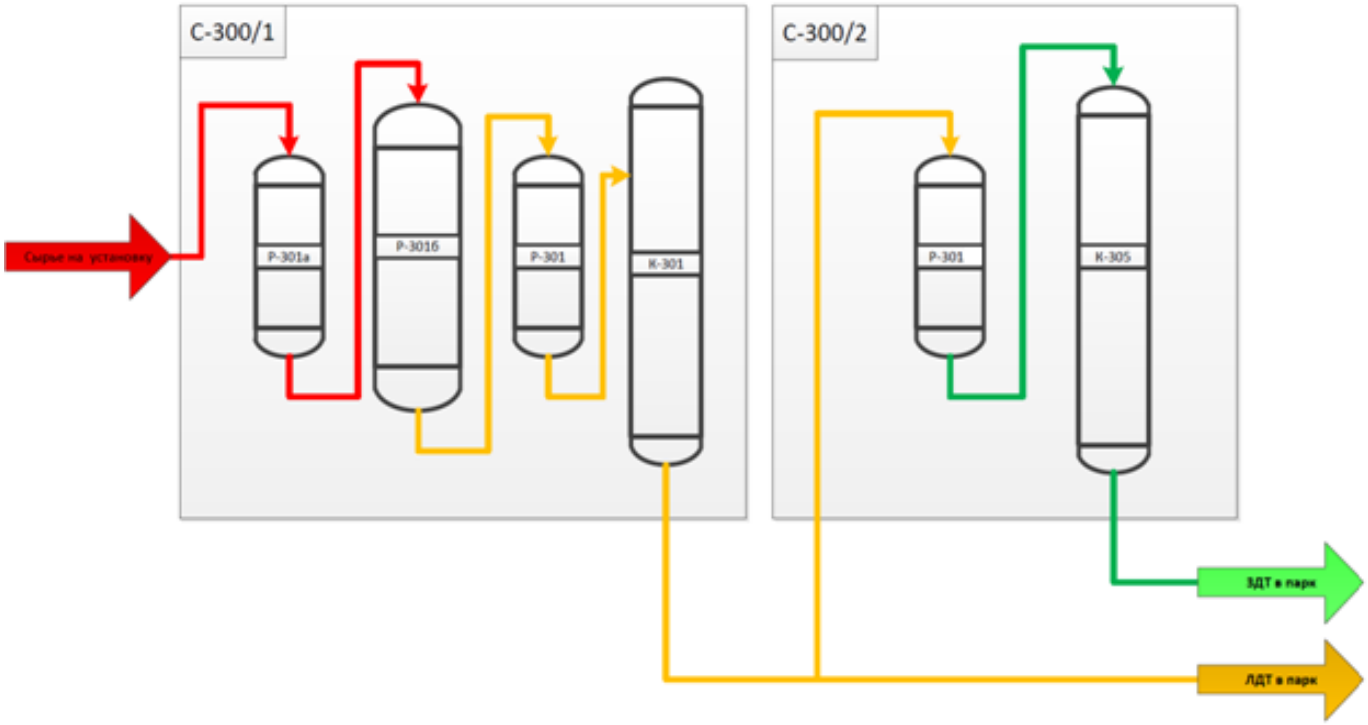


Рис. 1. Блочная схема получения ЛДТ и ЗДТ

Таблица 3

Материальный баланс установки гидроочистки дизельного топлива

Наименование	% масс.	Расход, т/ч
Сырье:		
фракция дизельного топлива	100,00	272,00
ВСГ	0,35	0,95
Итого	100,35	272,95
Продукты:		
сероводородный газ	0,32	0,86
углеводородный газ	0,69	1,86
г/о дизельная фракция	98,52	265,4
бензин-отгон	0,82	2,21
Итого	100,35	272,95

Для получения ЗДТ балансовое количество гидроочищенного дизельного дистиллята направляется в модернизированную секцию С-300/2 изодепарафинизации ДТ (рис. 2).

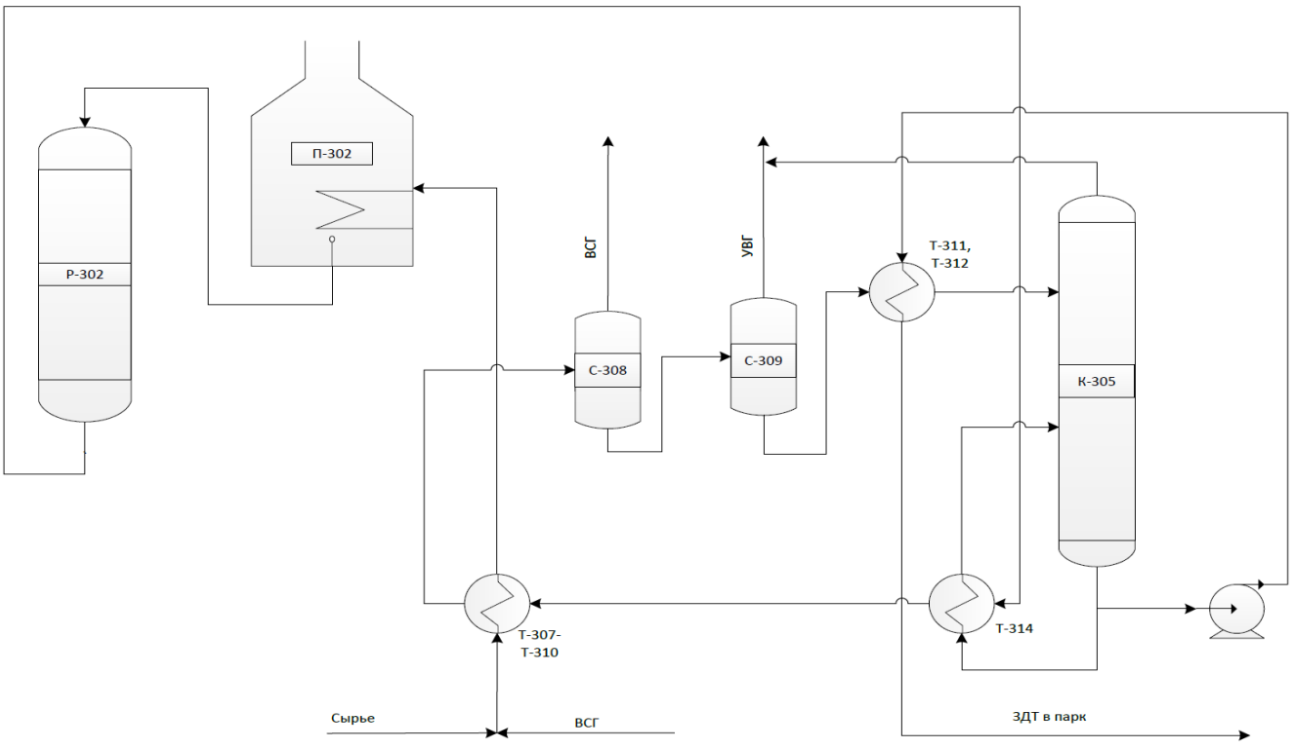


Рис. 2. Схема изодепарафинизации дизельного топлива

Реактор Р-302 засыпан катализатором изодепарафинизации 50 м^3 и катализатором дегидрирования 20 м^3(поскольку реакция изодепарафинизации сопровождается образованием олефиновых углеводородов).

Таким образом, суммарный объем катализаторов основного слоя, обеспечивающих получение компонента дизельного топлива с заданными низкотемпературными характеристиками, должен быть не менее 70 м^3.

Ниже приведен материальный баланс модернизированной секции 300/2 установки ЛК-6Ус (табл. 4).

Следовательно, из одной тонны гидроочищенной дизельной фракции получится 0,961 т дизельного дистиллята, соответствующего классу 4, с содержанием серы не более 10 ppm.

Таблица 4

Материальный баланс модернизированной секции 300/2 установки ЛК-6Ус

Наименование	% масс.	Расход, т/ч
Сырье:		
г/о дизельное топливо	100,00	84,00
ВСГ	0,19	0,16
Итого:	100,19	84,16
Продукты:		
углеводородный газ	1,25	1,05
дизельный дистиллят	**96,13**	**80,75**
бензин-отгон	2,81	1,67
Итого	100,19	84,16

Таким образом, предложенные в данном проекте решения позволят:

1. Производить дизельное топливо класса 4, вид III (содержание серы не более 10 ppm), что соответствует стандарту ЕВРО-5.

2. Увеличить выход целевого продукта – гидроочищенной дизельной фракции – на 8,18 % масс. при меньшем расходе водорода. При этом качество полученного дизельного топлива в процессе изодепарафинизации выше, в том числе по цетановому числу.

3. Отказаться от депрессорно-диспергирующей присадки.

Список литературы

1. Сценарии развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли / А.В. Березной, А.А. Еделькина, О.И. Карасев [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – № 10. – С. 12–16.

2. Опыт модернизации производства дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными характеристиками / Ю.М. Касюк, О.А. Дружинин, Д.А. Мельчаков [и др.] // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 3. [62]. – С. 3–8.

3. Каталитическая депарафинизация: состояние и перспективы. Ч. 1 / Т.П. Кисилева, Р.Р. Алиев, О.М. Посохова, М.И. Целютина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2016. – № 1. – С. 3–8.

4. Производство зимнего дизельного топлива в России / Б.Л. Лебедев, И.П. Афанасьев, А.В. Ишмурзин [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – № 4. – С. 19–27.

5. Технологический регламент комбинированной установки ЛК-6Ус АО «АНПЗ ВНК». Секция 300/1. Гидроочистка дизельного топлива, совмещенная с процессом депарафинизации. – Самара, 2011.

6. Технологический регламент комбинированной установки ЛК-6Ус АО «АНПЗ ВНК». Секция 300/2. Гидроочистка керосина. – Самара, 2011.

7. Совершенствование производства дизельного топлива / В. Хавкин, Л. Гуляева, Н. Виноградова, Б. Винокуров // Oil&GasJournalRussia. – 2011. – № 4 [48]. – С. 62–64.

УДК 622.61:620.197.3

ОПТИМИЗАЦИЯ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Е. Антипов, Д.Г. Лапин, Д.А. Фомин
Научный руководитель **Б.Б. Квеско**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Защита нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от коррозии, вызываемой воздействием добываемых и транспортируемых сред, является в настоящее время одной из наиболее актуальных проблем, стоящих перед нефтяной отраслью.

На сегодняшний день наиболее приемлемым и экономически оправданным способом защиты является химический метод – ингибиторная защита. Достоинствами метода являются достаточно высокая эффективность, возможность применения без изменения технологии процессов добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, простое аппаратурное обеспечение.

Предметом исследования и усовершенствования в данной работе является система закачки ингибитора коррозии в скважины и нефтепроводы на Ванкорском месторождении. Исследуется возможность модернизации метода закачки ингибиторов коррозии на Ванкорском месторождении и его экономический эффект.

Рационализация ресурсов ингибиторной защиты скважинного оборудования и нефтегазопроводов на Ванкорском месторождении заключается в исключении точек закачки УЭТ и увеличении дозировок УДНГ. По результатам ОПИ это приведет к снижению отказов, увеличению НнО, МРП, экономическим результатам.

Закачка ведется тремя способами:

- агрегатом ЦА-320 («с колес»);
- установкой дозирования реагента (УДР);
- блоком дозирования реагента (БДР) в БТВН.

Наибольший показатель СНО по результатам 2016 г. в скважинах с закачкой через УДР и БДР представлен на рис. 1, 2.

© Антипов А.Е., Лапин Д.Г., Фомин Д.А., 2017

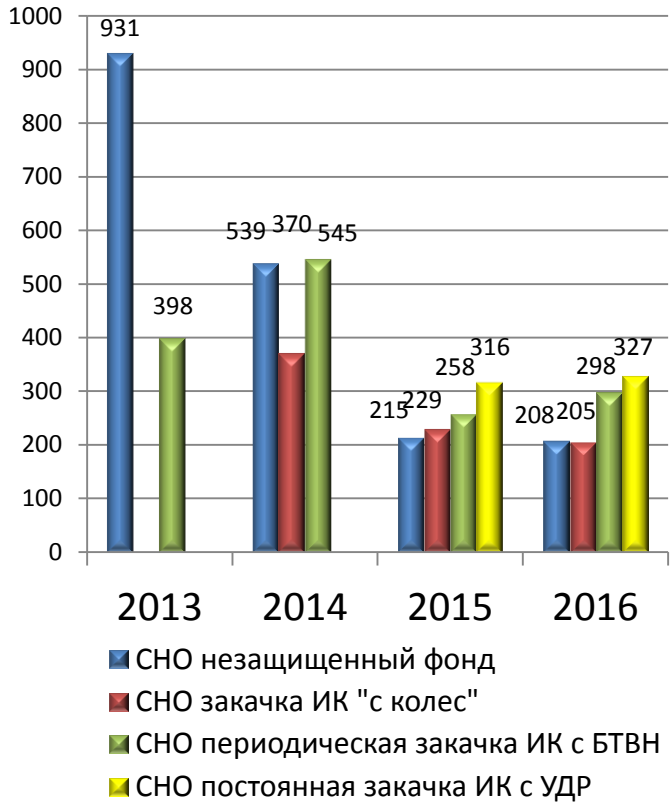


Рис. 1

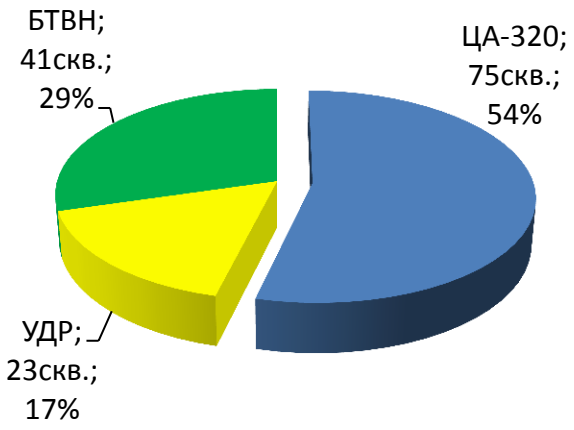


Рис. 2

На трех КП провели ОПИ.

Отключили закачку с точек УЭТ в нефтегазопровод, в точке подачи УДНГ дозировку не изменили (60 г/м^3). Первые результаты ОСИК в трубопроводе показали, что показатель низкий (3 мг/л). Увеличили дозировку

закачек УДНГ до 90 г/м^3, получили достаточный показатель ОСИК в трубопроводе (5 мг/л).

Исходные данные для примера расчета расхода ИК на КП на месяц представлены в таблице.

$$Q_{\text{ИК}} = Q_{\text{ж}} \cdot \text{d}\frac{T}{1000}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{ИК}}$ – количество ингибитора для закачки, кг/сут; $Q_{\text{ж}}$ – дебит скважин, м^3/сут; d – дозировка ингибитора, г/м^3; T – периодичность закачки, сут [1].

Таблица

Исходные данные

Количество скважин	4
Средний $Q_{\text{ж}}$ 1 скв., м^3	1 056
Кустовой $Q_{\text{ж}}$, м^3	4 224
УЭТ d, г/м^3	25
УДНГ d, г/м^3	60
T, сут	31

При текущей структуре:
расход ИК УЭТ

$$Q_{\text{ИК}} = 4 \cdot 1056 \cdot 0,025 \cdot \frac{31}{1000} = 3,27\text{м}^3; \quad (2)$$

расход ИК УДНГ

$$Q_{\text{ИК}} = 4 \cdot 1056 \cdot 0,06 \cdot \frac{31}{1000} = 7,86\,\text{м}^3; \quad (3)$$

общий расход ИК УДНГ

$$Q_{\text{ИК}} = 3,27 + 7,86 = 11,13\,\text{м}^3. \quad (4)$$

При оптимизации структуры:
расход ИК УЭТ

$$Q_{\text{ИК}} = 0\,\text{м}^3; \quad (5)$$

расход ИК УДНГ

$$Q_{\text{ИК}} = 4 \cdot 1056 \cdot 0,08 \cdot \frac{31}{1000} = 10,5 \text{ м}^3; \quad (6)$$

общий расход ИК УДНГ

$$Q_{\text{ИК}} = 0 + 10,5 = 10,5 \text{ м}^3. \quad (7)$$

По анализу затрат на закачку с точек ингибирования УДНГ и УЭТ получили положительный экономический эффект.

Заключение

Проведенные исследования имеют практическую значимость. Применение оптимизации позволит усилить защиту ГНО скважин и целостность нефтепровода от коррозии на Ванкорском месторождении. В результате проведенного исследования мы выяснили, что, исключив точки подачи ингибитора коррозии УЭТ, достигается положительный экономический эффект.

УДК 665.6.035.6

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ АСПО ИЗ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

А.Г. Балаганская, К.М. Ананьев
Научные руководители: **Е.И. Лесик**, канд. хим. наук; **Н.В. Дерягина**
Сибирский федеральный университет

Одним из негативных факторов, влияющих на развитие топливно-энергетического комплекса России, является ухудшение сырьевой базы. В настоящее время доля вязких и высокозастывающих парафинистых нефтей составляет значительную часть в общем объёме добычи нефти. Проблема парафиноотложений связана с тем, что нефть – это очень лабильная, подвижная система, подверженная влиянию меняющихся внешних условий [1, с. 3].

В процессе длительной эксплуатации резервуаров с плавающей крышей, предназначенных для хранения сырой нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) и нефтебазах, происходит значительное накопление на днище асфальтено-смоло-парафинистых отложений (АСПО).

Из-за отсутствия эффективной технологии очистки нефтяных резервуаров от донных отложений, использование которой позволило бы в короткие сроки провести их профилактическую чистку, экспертизу промышленной безопасности и устранить выявленные замечания, чистка резервуара в основном производится непосредственно из-за необходимости проведения ремонта по его техническому состоянию. Именно поэтому проблема очистки резервуаров от АСПО является актуальной на данный момент.

Использование предлагаемого в работе способа очистки позволит создать условия для меньшего скопления донных отложений, оказывающих негативное влияние на состояние не только стенок, днища резервуара и резервуарного оборудования, но и на технологическое оборудование установок первичной переработки нефти.

Опыт предыдущих лет показал, что стандартный метод очистки резервуаров, заключающийся в пропарке, продувке, вскрытии и ручном извлечении отложений, является малоэффективным, требует больших энергетических и временных затрат, что не удовлетворяет предъявляемым требованиям по срокам и эффективности выполнения данного вида работ. Также не решен вопрос эффективного использования извлечённых остатков.

© Балаганская А.Г., Ананьев К.М., 2017

Целью работы является повышение надёжности эксплуатации нефтяных резервуаров и резервуарного оборудования НПЗ, увеличение межремонтного периода их использования, снижение времени простоя оборудования, уменьшение операционных затрат.

Основным способом, обеспечивающим наибольшую эффективность при удалении отложений из резервуара по закрытой схеме, является термическое воздействие на АСПО с одновременным растворением, при котором используются нефтяные фракции в качестве как теплоносителя, так и растворителя.

Немаловажным является решение вопроса об утилизации полученной углеводородной смеси. Именно поэтому была рассмотрена возможность вовлечения её в качестве компонента тяжёлых топочных нефтепродуктов.

Учитывая недостатки различных растворителей и удалителей [2, с. 123], на основании аналитического и патентного обзора установлено, что наиболее часто в качестве удалителей (растворителей) АСПО используют растворители на основе нефти и нефтепродуктов. В качестве растворителя-теплоносителя из спектра производимых на АНПЗ продуктов наиболее подходящим для использования в данном процессе является топливо маловязкое судовое, так как оно обладает необходимыми для реализации метода физико-химическими свойствами. В состав топлива судового маловязкого входят углеводороды, в которых присутствуют алкановые и ароматические структуры, наиболее близкие к масляно-парафиновой части АСПО.

Для определения оптимального соотношения нефтепродуктов в образцах был использован метод ортогонального планирования эксперимента.

Содержание АСПО и топлива в мазуте варьировалось в диапазоне 0–10 масс. ч. с шагом варьирования 5 масс. ч. при содержании мазута топочного 100–100 масс. ч. Состав смесей и матрица планирования приведены в таблице.

Таблица

Матрица планирования эксперимента (соотношение нефтепродуктов в образцах, масс. ч.)

Тип нефтепродукта	УВ+твердые парафины	Твердые парафины	Смолы	Асфальтены	Механические примеси	Вода
АСПО	84,8	18,7	9,6	0,1	2,4	3,1
Мазут топочный 100	66,9	3,0	28,1	3,1	1,0	0,9
ТМС	99,1	2,8	0,9	–	–	–

Методом ортогонального планирования был построен график, который основывается на изменении температуры застывания в зависимости от состава смеси. Установлено, что оптимальное соотношение АСПО : ТМС

лежит в диапазоне (5) : (5) на 100 масс. ч. мазута топочного 100. Исходя из полученных данных определено, что образец, содержащий 5:5:100, соответствует ГОСТ 10585–2013 топочного мазута.

В настоящий момент метод очистки резервуаров, заключающийся в пропарке, продувке, вскрытии и ручном извлечении отложений, является малоэффективным, требует больших энергетических и временных затрат, что не удовлетворяет предъявляемым требованиям по срокам и эффективности выполнения данного вида работ.

Сущность предложенной методики заключается в разработке и проектировании стационарной станции очистки нефтяных резервуаров путём совмещенного теплового воздействия и растворения, используя полупродукты и товарную продукцию НПЗ в качестве как теплоносителя, так и растворителя.

На основании проведённых испытаний был спроектирован комплекс технологического оборудования для очистки нефтяных резервуаров объёмом 50 000 м^3, который представляет собой стационарную очистную станцию, расположенную в резервуарном парке сырой нефти (РПСН), применительно к схеме Ачинского НПЗ. Технологическая схема станции представлена на рисунке.

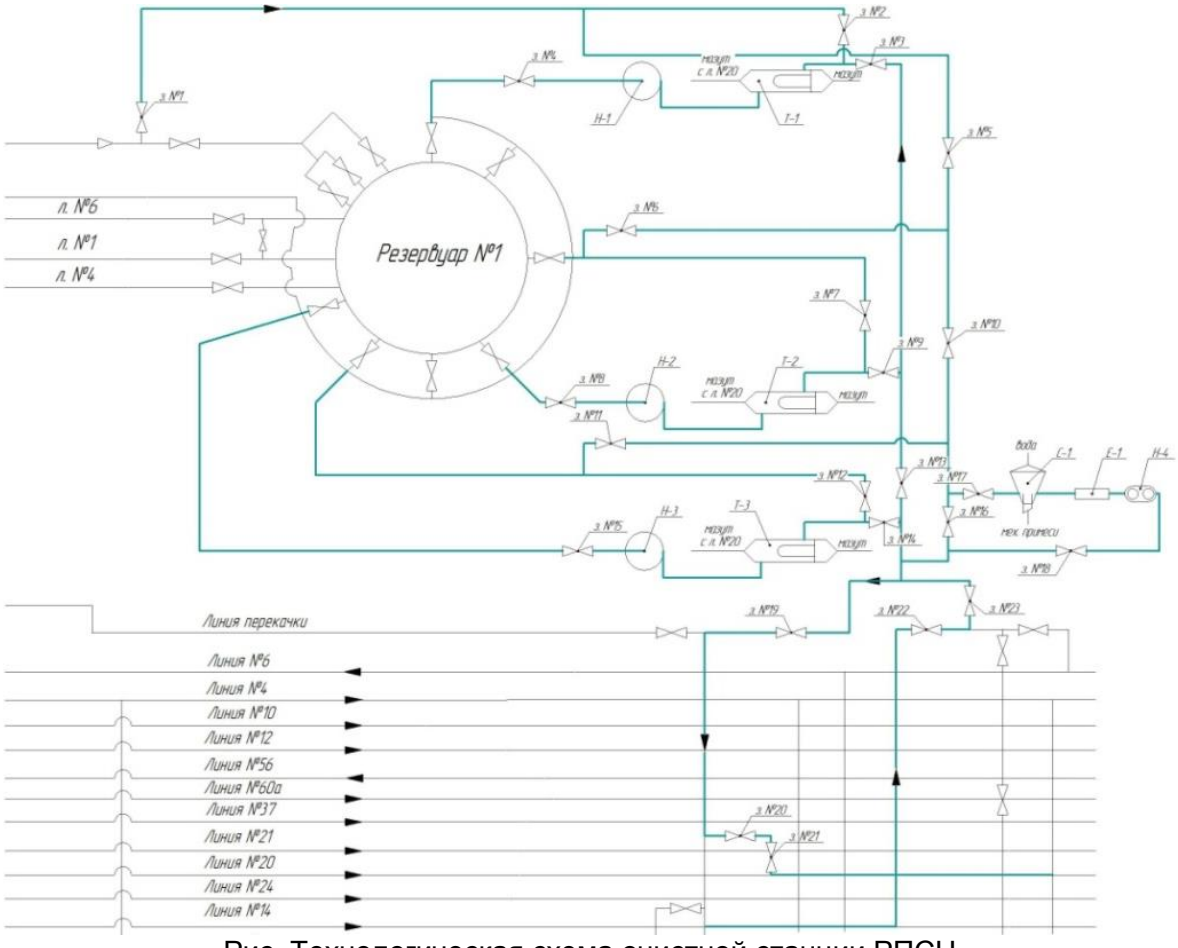


Рис. Технологическая схема очистной станции РПСН

Свежее ТМС из линии 14 тремя параллельными потоками проходит через три теплообменника Т-1, Т-2, Т-3 [3, с. 19] типа «труба в трубе», подогреваемые теплом мазута л. 20, где нагревается до температуры 45–50 °С, подаётся на приём центробежных насосов Н-1, Н-2, Н-3 [4, с. 90] и по напорно-размывной линии с трёх сторон поступает в резервуар в заданном количестве, после чего прекращается подача свежего топлива и по трём параллельным циркуляционным линиям настраивается горячая циркуляция, в результате чего температура смеси в резервуаре достигает 70–75 ^{o}С.

После того как всё содержимое резервуара перейдёт в однородное жидкое состояние, не прекращая циркуляции, смесь с каждой циркуляционной линии путём частичного открытия задвижек № 5, 6, 11 поступает в центробежный пластинчатый сопловый сепаратор С-1, где отделяется от воды и механических примесей, после чего поступает в буферную ёмкость Е-1, из которой откачивается шестеренчатым насосом Н-4 в линию товарного мазута (л. 20).

После откачки смеси ниже нижнего образующего патрубков напорно-размывной линии предусмотрена подача в резервуар горячей воды и пара, что также способствует разогреву смеси АСПО и ТМС. Вовлечение воды, в свою очередь, обеспечит подъём уровня в резервуаре, а из-за разницы плотностей воды и углеводородов произойдёт их расслоение, что позволит произвести откачку остатка отложений по предложенной схеме, после чего дренировать оставшуюся воду, вскрыть резервуар и провести ревизию.

Монтаж очистной станции позволит проводить профилактические чистки нефтяных резервуаров, экспертизу промышленной безопасности и устранять выявленные замечания.

Применение данной методики обеспечит значительное увеличение межремонтного периода их использования РПСН, снижение простоя оборудования, повышение надёжности работы предприятия в целом.

Совокупность преимуществ предложенной технологии способствует значительному увеличению межремонтного периода использования нефтяных резервуаров, снижению времени простоя оборудования. Существенным является тот факт, что потребность открытия газоопасных работ снижается до минимума, при этом максимально используются трудноутилизируемые отложения.

Использование такого метода обеспечит максимально полное освобождение резервуара от донных отложений, вовлечение их в товарную продукцию, не нарушая её эксплуатационных свойств, минимизирует потребность в открытии газоопасных работ.

Отходы, полученные в результате работы сепаратора, и механические примеси, оставшиеся в резервуаре, будут иметь наименьший класс опасности, что позволит утилизировать их на полигоне.

Список литературы

1. Иванова Л.В. Асфальто-смолистые и парафинистые отложения. Методы предотвращения и удаления (конспект-лекции). – М., 2009.

2. Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы. – М. : Химия, 1990. – 226 с.

3. Борисов Г.С., Брыков В.П, Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии : пособие по проектированию. – М. : Химия, 1991. – С. 19–21.

4. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии : учеб. пособие для вузов. – М. : Альянс, 2013. – С. 90–91.

УДК 665.6 – 403

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕСТРУКЦИИ ПОЛИИЗОБУТИЛЕНА В СОСТАВЕ ЗАЩИТНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Ю.С. Беломестнова
Научный руководитель **И.Р. Татур**, канд. техн. наук
Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Полиизобутилены (ПИБ) с различной молекулярной массой широко применяются в качестве вязкостных присадок. Защитные жидкости для баков-аккумуляторов горячего водоснабжения (БАГВ) энергетических предприятий представляют собой нефтяные масла, загущенные высокомолекулярным ПИБ. Основные изменения в составе защитной жидкости при эксплуатации происходят в результате деструкции полимера, при этом физико-химические показатели базовой основы (нефтяного масла) практически не меняются [1, 2]. В связи с ужесточением требований, которые предъявляются к защитным жидкостям по сроку их применения, большой практический и научный интерес представляют исследования возможности улучшения эксплуатационных их показателей путем введения в их состав ингибиторов коррозии и антиокислительных присадок. Однако введение в состав защитной жидкости АГ-4И ингибиторов коррозии интенсифицирует процессы термодеструкции ПИБ.

Целью работы является повышение эксплуатационных свойств защитных жидкостей с целью увеличения их срока службы.

Объектами являлись «Эталонная» (не находившаяся в эксплуатации) защитная жидкость АГ-4И (ТУ 26-02-592–83, изм. 1-8) и защитная жидкость из бака-аккумулятора № 4 Чебоксарской ТЭЦ-2. Ингибитор коррозии ФМТ (ТУ 24-003-48938796–2003) – продукт, полученный взаимодействием жирных кислот таллового масла и хлорофилла, в котором атом магния замещен на медь (II), антиокислительные присадки марок 6ППД ((1,3-диметилбутил)-N'-фенил-n-фенилендиамин производства фирмы «Santoflex) и антиокислительная композиция, содержащая Агидол-1 ((ТУ 38.5901237–90) – 4-метил-2,6-дитретбутилфенол) и МДС-5 (ТУ – продукт конденсации бората диэтаноламина с олеиновой кислотой, модифицированный гидроокисью калия), которая эффективно тормозит деструкцию ПИБ в составе защитной жидко-

© Беломестнова Ю.С., 2017

сти АГ-4И. Деструкцию ПИБ в составе защитных жидкостей АГ-4И исследовали путем её механической обработки в термостатируемой ячейке при числе оборотов 10 000–25 000 мин$^{-1}$ в течение 1, 5, 10, 30, 50 и 60 мин. Ультразвуковую обработку проводили по ГОСТ 6794–75 в течение 10, 30, 50 мин при частоте ультразвукового излучения 22 Гц и силе тока 25 мА. Термодеструкцию образцов защитных жидкостей осуществляли на аппарате Папок-Р при температуре 140 °С и времени 6 ч. Оценочными показателями являлась динамическая вязкость при нулевой скорости сдвига при температурах 70, 80 и 90 °С и молекулярная масса ПИБ [3]. Для оценки влияния ингибиторов коррозии и антиокислительных присадок на антикоррозионные свойства использовали метод определения защитных свойств по ГОСТ 9.054 (методы 1–5) и дополнительно в дистиллированной воде, соответствующей требованиям ГОСТ 6709–72, на стали марки Ст. 3. Толщина покрытий составляла 20 мкм.

В работе установлено, что ПИБ с молекулярной массой от 16 до 18–22·10^4 более устойчивы к термоокислению, чем к механическим и ультразвуковым воздействиям; при механической обработке защитной жидкости обнаружен эффект повышения температуры с последующей её стабилизацией; введение антиокислительной присадки Агидол-1 в концентрации 0,50 % масс. в состав защитной жидкости АГ-4И уменьшает деструкцию полимера при термоокислении более, чем в 2 раза, в то время как при механической и ультразвуковой обработке присадка Агидол-1 не работает.

Разработана рецептура ингибированной защитной жидкости с высокими термоокислительными и антикоррозионными свойствами.

Применение механической и ультразвуковой обработки отработанных защитных жидкостей с последующей адсорбционной очисткой позволит получать регенерированные базовые масла с высокими физико-химическими показателями.

Список литературы

1. Рудник Л.Р. Присадки к смазочным материалам. Свойства и применение / под ред. А.М. Данилова. – СПб. : ЦОП «Профессия», 2013. – 928 с.

2. Каплан С.З., Радзевенчук С.З. Вязкостные присадки и загущенные масла. – Л. : Химия, 1982. – 136 с.

3. Шеронов Д.Н. Термоокислительная стабильность защитных жидкостей для баков-аккумуляторов горячего водоснабжения энергетических предприятий: дисс. … канд. техн. наук. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016 – 162 с.

4. Комплексная оценка эксплуатационных свойств герметизирующих жидкостей для баков-аккумуляторов систем горячего водоснабжения /

Д.Н. Шеронов, И.Р. Татур, В.Г. Спиркин [и др.] // Энергетик. – 2014. – № 11. – С. 43–46.

5. Барабойм Н.К. Механохимия высокомолекулярных соединений. – М. : Химия, 1978. – 293 с.

6. Исследование кинетики термоокислительной деструкции высокомолекулярного полиизобутилена в нефтяных и синтетических маслах / Д.Н. Шеронов, И.Р. Татур, Р.Р. Нигаард [и др.] // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 2 (97). – С. 29–33.

УДК 665.62:66.078

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА К СЖИЖЕНИЮ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СПГ ВЫСОКОГО КАЧЕСТВА

А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, И.В. Мещерин
Научный руководитель **Ф.Г. Жагфаров**, проф.
Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мировая индустрия сжиженного природного газа (СПГ) включает крупнотоннажное производство, основная цель которого – поставка СПГ на мировые рынки, и малотоннажное производство, нацеленное на межрегиональную торговлю и удовлетворение спроса на внутреннем рынке [1].

На сегодняшний день природный газ является наиболее экономичным, экологичным и безопасным топливом. Природный газ – это фактически готовое моторное топливо, поэтому он гораздо дешевле бензина и дизельного топлива. При этом двигатель такого транспортного средства соответствует высочайшим стандартам Евро-5 и Евро-6 [3].

Роль СПГ в качестве моторного топлива постоянно возрастает, однако для применения СПГ в двигателях внутреннего сгорания необходимо получать продукт высокого качества [2].

Показатели качества СПГ должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 56021–2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия», указанным в таблице.

Следует отметить, что качество СПГ определяется не только нормативными документами на поставку газа, определённые требования накладывает сам процесс сжижения. Например, для предотвращения эксплуатационных проблем в криогенных установках (обмерзание теплообменников из-за высокого содержания воды и углекислого газа, образование амальгам на алюминиевых частях оборудования, коррозия оборудования) концентрация этих веществ ограничивается. А ввиду отсутствия на установках малотоннажного производства СПГ колонн низкотемпературной ректификации на сжижение должен подаваться газ, подготовленный и по компонентному составу.

Для производства СПГ высокого качества на малотоннажных установках к газу на ожижение (при высокой степени ожижения) следует предъявлять следующие требования:

- содержание CO_2 не более 0,005 % мол;
- точка росы воды не более минус 70 °С;

© Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Мещерин И.В., 2017

• содержание общей серы не более 0,010 г/м^3;

• содержание кислорода ввиду отсутствия в магистральном газе не выше нормируемых показателей, и дополнительная очистка не требуется;

• для обеспечения показателя «мольная доля метана, не менее 99,0 %» и «область значений числа Воббе (высшего)» следует обеспечивать коррекцию состава природного газа.

Таблица

Показатели качества СПГ [4]

Показатель	Значение для марки		
	А	Б	В
Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		
Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м^3	Не нормируется	От 31,8 до 36,8	Не менее 31,8
Молярная доля метана, %, не менее	99,0	80,0	75,0
Молярная доля диоксида углерода, %, не более	0,005	0,015	0,030
Массовая концентрация сероводорода, г/м^3, не более	0,020		
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м^3, не более	0,036		
Расчетное октановое число (по моторному методу), не менее	Не нормируется	105	Не нормируется

При производстве СПГ высокого качества на малотоннажных установках основное внимание должно уделяться мероприятиям по подготовке газа к ожижению, т. е. по доведению магистрального газа до параметров, позволяющих конденсацией получить СПГ высокого качества без дорогостоящей низкотемпературной ректификации.

В данной работе был разработан комбинированный способ предварительной подготовки природного газа перед сжижением с применением полупроницаемых мембран и короткоцикловой адсорбции.

Разделение газовых смесей с помощью мембран используется в промышленности с 70-х гг. XX в. Тем не менее на сегодняшний момент мембранные установки нашли широкое распространение в процессах выделения азота высокой чистоты из атмосферного воздуха, обогащения воздуха кислородом, осушки и удаления кислых компонентов из природного газа, выделения водорода и гелия из газовых смесей, различных по составу и давлению. Область применения мембран постоянно увеличивается благодаря прогрессу в синтезе полимеров с заранее заданными свойствами.

Последние разработанные материалы для мембран характеризуются повышенными селективностью и стабильностью в углеводородных газах,

что позволило существенно расширить применение мембранного метода для подготовки и очистки природного газа благодаря принципиально иному механизму действия мембран. Проницаемость метана через такие мембраны является наименьшей среди других углеводородов. Для этих мембран характерно увеличение проницаемостей в ряду:

$$N_2 O_2 H_2 CH_4 C_2 H_6 C_3 H_8 C_4 H_{10} C_5 H_{12} C_6 H_{14} H_2 S, CO_2 H_2 O. \quad (1)$$

Первоначально из потока сырьевого газа через мембрану в зону низкого давления проникают водяные пары, углекислый газ, сероводород и тяжелые углеводороды. Метан является одним из наименее проникающих компонентов, что позволяет получать подготовленный газ с давлением всего на 2–3 атм. ниже исходного.

Таким образом, на первой стадии подготовки происходит предварительная очистка и осушка природного газа, а также обеспечивается коррекция углеводородного состава с целью достижения показателя «мольная доля метана, не менее 99,0 %» для получения СПГ высокого качества.

Далее газ поступает в блок короткоцикловой адсорбции (КЦА), где происходит глубокая очистка от диоксида углерода и серосодержащих соединений и осушка газа до температуры точки росы в –70 °С. Главное преимущество метода КЦА заключается в том, что циклы адсорбции и десорбции проводятся при одной и той же температуре, что значительно сокращает расход энергии на стадии регенерации адсорбента.

Короткоцикловая адсорбция – это новый прогрессивный и энергоэффективный метод глубокой адсорбционной очистки и осушки газов. Отличительная особенность и главное преимущество этого метода заключаются в том, что циклы адсорбции и десорбции проводятся при одной и той же температуре, но парциальное давление адсорбирующихся компонентов при адсорбции больше, чем при десорбции.

Таким образом, процессы адсорбции с безнагревной регенерацией перспективно для глубокой очистки и осушки природного газа, направляемого на ожижение. Несмотря на наличие газов регенерации, отсутствие печей, огневого нагрева и высоких температур, для малотоннажных установок ожижения природного газа использование КЦА выглядит достаточно целесообразным. Однако этот процесс не является гибким по составу исходного газа, но данный недостаток нивелируется использованием предварительного мембранного разделения. Также наличие мембранной предварительной очистки значительно уменьшает объёмы загружаемых цеолитов и размеры аппаратов КЦА.

Из-за высоких требований к блоку подготовки газа к сжижению и, следовательно, высокой стоимости подготовленного газа необходимо рассматривать только холодильные циклы с высокой долей ожижения.

Использование циклов с малой долей ожижения нерационально и по причине полной конденсации в СПГ тяжёлых компонентов.

Таким образом, сочетание полупроницаемых мембран и КЦА позволяет провести предварительную подготовку природного газа с коррекцией по углеводородному составу к сжижению, что позволяет получать СПГ высокого качества для использования в качестве газомоторного топлива.

Список литературы

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е.П. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра // Мир нефтепродуктов. – 2016. – № 6. – С. 4–13.

2. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Роль и значение малотоннажного производства сжиженного природного газа для Российской Федерации // Газовая промышленность. – 2015. – № 8. – С. 90–94.

3. Производство газомоторного топлива. – Режим доступа: http://www.gazprom.ru/about/production/ngv-fuel/ (дата обращения 09.03.2017).

4. ГОСТ Р 56021–2014. Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия. – М. : Стандартинформ, 2014. – 13 с.

УДК 658.5

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧРЭП С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

А.Г. Миронов
Научный руководитель **Е.Д. Агафонов**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Основная доля в транспорте нефти и нефтепродуктов в мире и, в частности, в России приходится на трубопроводный транспорт. Эксплуатация магистральных трубопроводов сопряжена с необходимостью эффективного управления технологическим процессом перекачки нефти или нефтепродуктов. В процессе управления существует необходимость прогноза технологических параметров, для чего востребованы модели, описывающие совместное функционирование различных систем и элементов трубопровода, включая линейную часть, и нефтеперекачивающих станций (НПС). Расход для участка трубопровода – ключевой параметр, характеризующий технологический режим. Способы регулирования объемного расхода различаются эффективностью с точки зрения КПД, а также сложностью их реализации на практике. Наиболее перспективным способом изменения расхода является частотное регулирование электроприводов насосов (далее ЧРЭП). ЧРЭП не только позволяет работать в широком диапазоне расходов, но и является наиболее эффективным способом регулировки с точки зрения КПД [1].

Нефть и нефтепродукты в магистральных нефтепроводах перекачиваются с использованием центробежных насосов. Изменение режима может осуществляться путем регулирования частоты вращения рабочего колеса ω, при этом аппроксимационные зависимости приобретают следующий вид [2]:

$$h = H_0\left(\frac{\omega}{\omega_{ном}}\right)^2 + a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (1)$$

$$\eta = c_1 + c_2 \cdot Q\frac{\omega}{\omega_{ном}} + c_3 \cdot \left(Q\frac{\omega}{\omega_{ном}}\right)^2, \quad (2)$$

где ω – текущая частота вращения вала двигателя насоса, об/мин; $\omega_{ном}$ – номинальная частота вращения вала двигателя насоса, об/мин; H_0, a, b, c_1

© Миронов А.Г., 2017

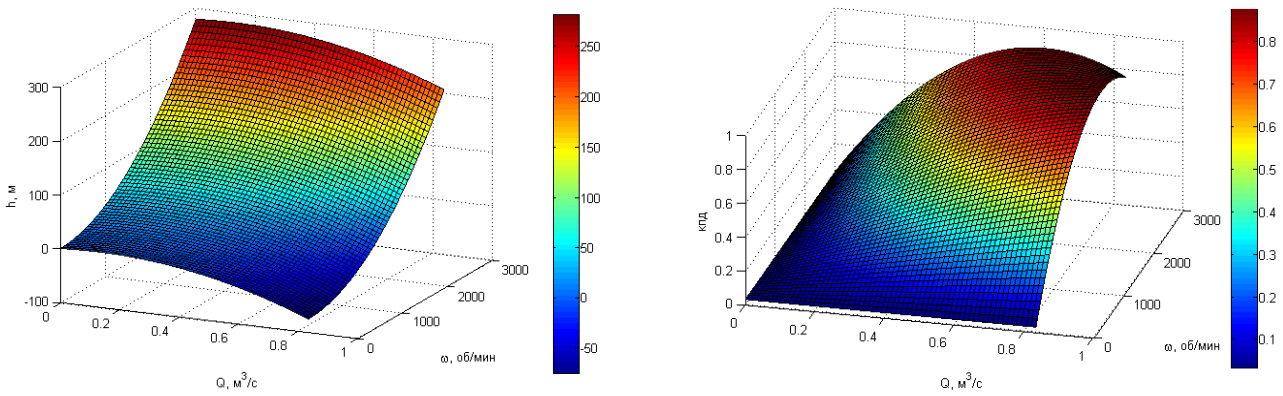
, c_2, c_3 – коэффициенты аппроксимации; Q – объемный расход, м^3/с; h – подача насоса, м; η – КПД.

Для расчета потребляемой мощности насосного агрегата используется формула

$$N = \frac{\rho g h Q}{\eta}, \tag{3}$$

где ρ – плотность, кг/м^3; g – ускорение силы тяжести, м/с^2.

Отобразим трехмерные характеристики насоса НМ2500-230 при изменении частоты вращения от 0 до 3 000 об/мин и изменении расхода в пределах от 0 до 1 м^3/с (рис. 1).



а *б*

Рис. 1. Зависимости напора и КПД насоса НМ2500-230 от расхода и частоты: *а* –напор; *б* – КПД

При расходе до 0,4 м^3/с использование ЧРЭП неэффективно с точки зрения КПД. Выгодно применять ЧРЭП при подаче свыше 0,8 м^3/с. Использование ЧРЭП оправдано для осуществления плавных переходов между технологическими режимами с целью обеспечения безопасности процесса перекачки. Нецелесообразно использовать насос при низкой частоте вращения вала при подаче свыше 0,4 м^3/с, поскольку в данном случае напор становится отрицательным, следовательно, насос начинает играть роль местного гидравлического сопротивления.

В статье [3] обсуждалась возможность построения модели магистрального нефтепровода с использованием пакета математических вычислений Matlab/SimHydraulics (рис. 2).

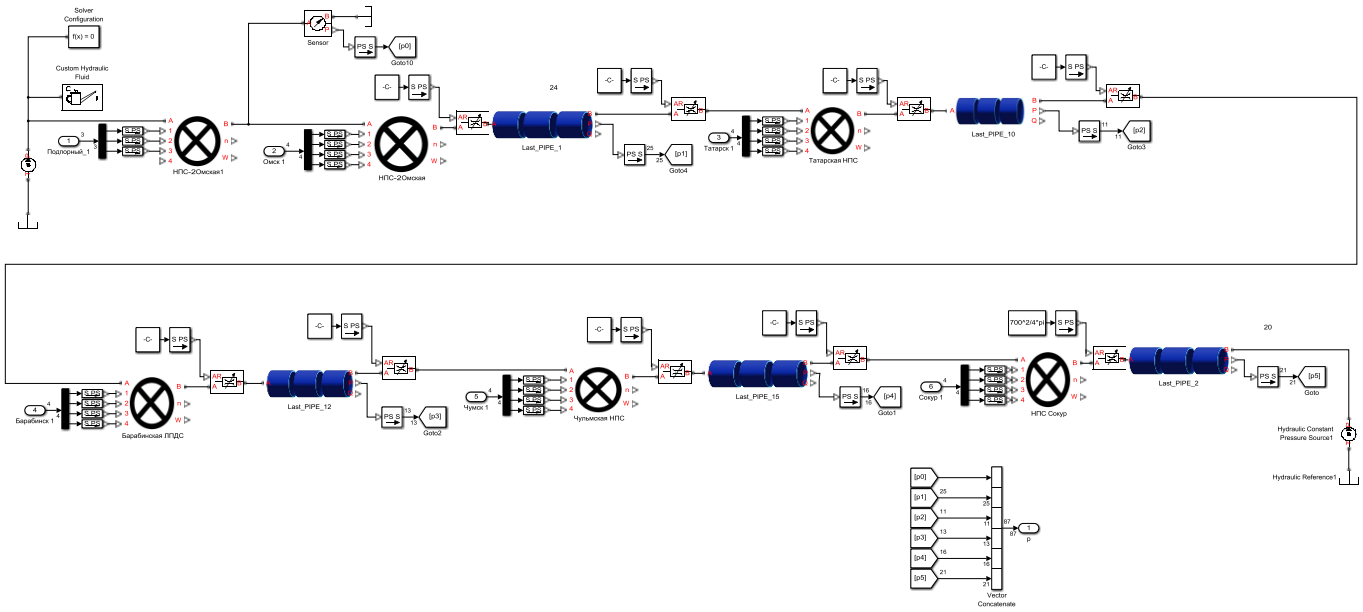


Рис. 2. Модель магистрального нефтепровода в Matlab/SimHydraulics

Модель содержит чередование модельных блоков, описывающих функционирование НПС с моделями сегментов линейной части нефтепровода, разделенных блоками, имитирующими задвижки. К блоку каждой НПС подведены четыре управляющие линии для подачи сигналов управления частотой вращения ротора насосного агрегата. Модель линейной части позволяет учитывать коэффициент гидравлического сопротивления в широком диапазоне зависимости от числа Рейнольдса, сжимаемость жидкости и ее инерционные свойства согласно формулам (4)–(6) соответственно:

$$p = \frac{4\lambda Q}{2d^3\pi} + \Delta z \rho g\,, \tag{4}$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \rho c^2 \frac{\partial Q}{\partial x}\,, \tag{5}$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{4\rho}{\pi d^2} \cdot \frac{dQ}{dt}\,, \tag{6}$$

где x – координата сечения трубопровода, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления линейной части; Δz – разница геодезических отметок рассматриваемого линейного участка, м.

В результате регулирования дросселя на выходе Чулымской НПС объемный расход уменьшился с 1 468 до 1 346 м^3/с. При дросселировании

в трубопроводе перед дросселем увеличивается давление и уменьшается расход (рис. 3). При уменьшении расхода незначительно уменьшается КПД с 0,75 до 0,73. Суммарная мощность всех работающих насосов, рассчитанная по формуле (3), составила 7,3548 МВт.

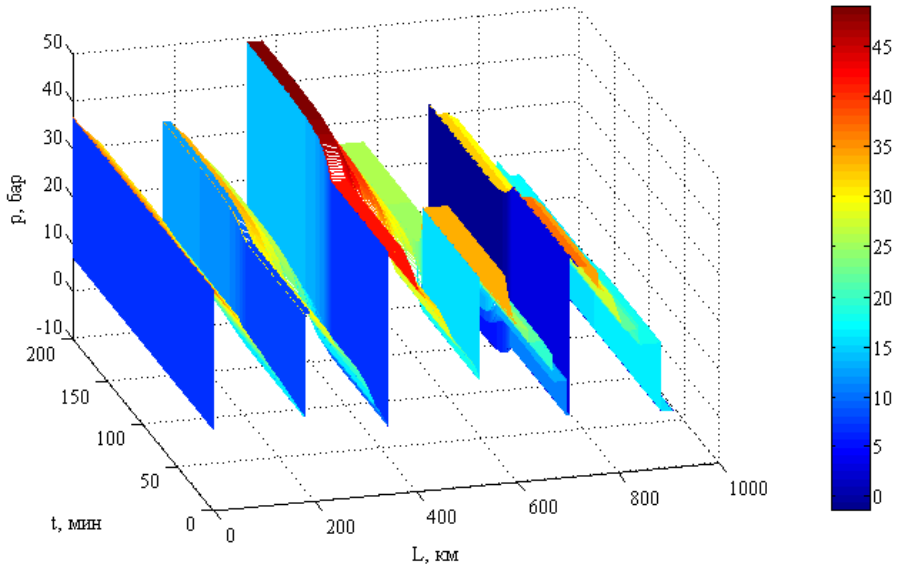


Рис. 3. Изменение давления при регулировании расхода

При использовании ЧРЭП уменьшим частоту вращения ротора одного насоса до 900 об/мин. При этом расход снизился с 1 468 до 1 348 м^3/с, КПД регулируемого насоса составило 0,42, на остальных насосах КПД стало 0,73. Общая мощность задействованных насосов составила 6 408 МВт, суммарная мощность уменьшилась за счет снижения энергопотребления у регулируемого насоса. При этом распределение давления соответствует режиму с дросселированием (рис. 3).Таким образом, используя ЧРЭП, удалось снизить расход, уменьшив энергопотребление.

Список литературы

1. Валиев В.А., Кутуков С.Е., Шабанов В.А. Анализ использования электроэнергии при решении технологических задач перекачки нефти // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 1. – С. 1–22.

2. Аналитическое представление механических характеристик магистральных насосов при частотно-регулируемом электроприводе / В.А. Шабанов, В.М. Сапельников, М.И. Хакимьянов, С.Ф. Шарипова // Вестник ЮУрГУ. – 2014. – 14 (3). – С. 78–84.

3. Миронов А.Г., Агафонов Е.Д., Безбородов Ю.Н. Об особенностях использования системы Matlab/SimHydraulics в задаче построения моделей магистральных нефтепроводов // Вестник КузГТУ. – 2014. – 103(3). – С. 76–81.

УДК 662.735

ПОЛУЧЕНИЕ ПЕКОПОДОБНЫХ ПРОДУКТОВ В ПРОЦЕССЕ ТЕРМИЧЕСКОГО РАСТВОРЕНИЯ УГЛЕЙ

О.В. Ловцевич
Научный руководители: **П.Н. Кузнецов**, д-р хим. наук;
А.В. Обухова, канд. хим. наук
Сибирский федеральный университет,
Институт химии и химической технологии
СО РАН – обособленное подразделение ФИЦ КНЦ СО РАН

Крупномасштабное не топливное использование углей в России представлено процессом коксования для производства металлургического кокса. В качестве побочного продукта образуется смола (4–5 %), из которой получают широкий спектр ценных органических продуктов, включая каменноугольный пек (около 50 % от смолы). В настоящее время каменноугольный пек является важнейшим источником получения современных углеродных материалов, которые используются в цветной и черной металлургии, в электродной промышленности, в производстве полупроводниковых материалов и интегральных микросхем, химическом аппарато- и машиностроении, электрохимии, атомной энергетике, авиа- и ракетостроении [1].

В связи с модернизацией производства черной металлургии потребность в коксе постепенно уменьшается, что влечет за собой спад производства каменноугольного пека. В то же время потребность в пеке и требования к его качеству непрерывно растут [1].

Одним из альтернативных способов переработки углей с получением пековых продуктов является термическое растворение углей в среде растворителей, что является возможным в связи с присутствием полициклических ароматических фрагментов в органической массе углей. Данный метод сравнительно прост с технологической точки зрения и может обеспечивать достаточный выход пека [2].

Сущность метода термического растворения заключается в воздействии на твердое горючее ископаемое органических растворителей при повышенной температуре. Механизм процесса включает набухание угольных зерен и пептизацию мицелярной структуры, последующий разрыв мостиковых связей в высокомолекулярных фрагментах и растворение низкомолекулярных фрагментов с их стабилизацией. Глубина растворения зависит от природы растворяемого твердого горючего ископаемого, условий процесса, состава и свойств растворителя-пастообразователя [2–5].

© Ловцевич О.В., 2017

В данной работе изучено влияние различных растворителей на свойства получаемых пековых продуктов.

При проведении процесса использовали газовый жирный уголь. В качестве растворителя использовали антраценовую фракцию смолы коксования (АФСК), тяжелую смолу полукоксования, а также смесь АФСК и тяжелой смолы полукоксования.

Опыты по термическому растворению угля проводили на экспериментальной установке, оборудованной автоклавом объемом 2 дм^3 с механической мешалкой.

Для проведения процесса терморастворения угля готовили углемасляную пасту в соотношении уголь: растворитель 1 : 2. Процесс проводили без применения водорода и катализаторов при автогенном давлении, создаваемом парами растворителя и газообразными продуктами. После окончания реакции образовавшиеся газы дросселировали в газосборник, а содержимое автоклава в расплавленном виде выгружали в обогреваемый отстойник. После отстаивания, охлаждения и отделения донной зольной части получали твердый при комнатной температуре пекосодержащий продукт.

При исследовании показателей термического растворения угля установлено, что содержание веществ, нерастворимых в хинолине для пекосодержащих экстрактов, полученных при терморастворении в АФСК, составляет 6,8 % (табл. 1). При проведении процесса в среде исходной (необлагороженной) ТСПК получен продукт, который состоял на 70 % из нерастворимых в хинолине веществ, в то время как в исходной углемасляной пасте до реакции их доля составляла всего 30 %. Таким образом, в исходном сыром виде смола не пригодна в качестве растворителя для данного процесса. В ходе реакции она в значительной степени подвергалась поликонденсации с веществами органической массы угля с образованием нерастворимых веществ. Следует отметить, что антраценовая фракция характеризуется повышенным содержанием бензопирена, поэтому её применение в качестве растворителя является нежеланным с точки зрения экологии. С целью улучшения свойств АФСК ее подвергали смешению с ТСПК, что приводило к уменьшению содержания бензопирена в используемом растворителе и, как следствие, в полученных пековых экстрактах. В свою очередь, АФСК является водородо-донорным растворителем и гидрооблагораживает ТСПК.

Установлено, что совместная термическая обработка антраценовой фракции смолы коксования тяжелой смолой полукоксования приводит к уменьшению концентрации кислородсодержащих соединений и позволяет значительно улучшить характеристики пекосодержащих экстрактов. При проведении термического растворения угля в смеси АФСК и ТСПК процессы поликонденсации протекали в значительно меньшей степени:

при температуре 380 °С доля хинолиннерастворимых веществ в пекоподобном продукте составляла 33,8 %.

Таблица 1

Показатели терморастворения угля ГЖ в растворителях. Соотношение уголь : растворитель = 1:2, время реакции 1 ч

Растворитель	Температура реакции, °С	Содержание нерастворимых веществ, масс. %	
(ТСПК:АФСК)		в толуоле	в хинолине
АФСК	380	27.0	6.8
ТСПК	380	–	70
1:1	380	30.9	3.0

В табл. 2 приведены характеристики состава полученных пековых продуктов терморастворения.

Таблица 2

Состав пекосодержащих экстрактов, полученных при терморастворении угля ГЖ в бикомпонентной смеси антраценовой фракции (АФС) со смолой полукоксования (СПК). Соотношение уголь: растворитель = 1 : 2, время реакции 1 ч

Растворитель	Температура	Зольность	Состав пека, 243 масс. %					Температура размягчения пека, °С
(АФСК:ТСПК)	процесса, °С	пека, масс. %	C	H	N	S	O	
1:0	380	0,25	0.0	5	4	8	3	76
1:1	380	0,45	8.4	3	3	3	8	138

Температура размягчения экстракта также зависела от условий получения и варьировала от 76 до 138 °С, что может быть связано с особенностью его группового и молекулярного состава. Наиболее низкую температуру размягчения (76 °С) имел пековый продукт, полученный при терморастворении угля в среде АФСК. Более высокие температуры размягчения для пекоподобных экстрактов, полученных в растворителях, содержащих ТСПК, по-видимому, обусловлены повышенной концентрацией кислородсодержащих соединений.

В результате проделанной работы были получены экспериментальные данные по влиянию различных растворителей на характеристики и свойства пекосодержащих продуктов.

Установлено, что применение антраценовой фракции смолы коксования в смеси с тяжелой смолой полукоксования приводит к уменьшению содержания бензопирена и частичной деоксигенации смолы с некоторым увеличением содержания водорода.

Список литературы

1. Получение пекоподобных продуктов методом терморастворения каменного угля в тяжелой смоле полукоксования / С.М. Колесникова, Е.С. Каменский, Н.В. Перминов [и др.] // Кокс и химия. – № 10. – 2016. – С. 27–33.

2. Andresen John M., Burgess Caroline E., Pappano Peter J. and Schobert Harold H. // Fuel Proc. Technol. 2004. Vol. 85. P. 1373–1392.

3. Установление взаимосвязи показателей жидкофазной гидрогенизации и структурных параметров / С.Г. Гагарин, Т.А. Кирилина, А.А. Кричко [и др.] // Химия твердого топлива – ХТТ. – 1984. – № 6. – С. 76–83.

4. Кричко И.Б., Хренкова Т.М. Структурно-химические характеристики бурых углей Итатского месторождения и влияние их на показатели процесса ожижения // Химия твердого топлива. – 1987. – № 3. – С. 93–99.

5. Взаимосвязь между составом, структурно-химическими характеристиками бурых углей Кангаласского месторождения и показателями процесса гидрогенизации / С.Г. Гагарин, Е.Б. Лесникова, Е.А. Григорьева [и др.] // Химия твердого топлива. –1992. – № 2. – С. 58–68.

УДК 620.193

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ «СОНКОР-9510 Б» В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ

Т.Н. Нефедьева
Научный руководитель **Е.И. Лесик**, канд. хим. наук
Сибирский федеральный университет

Машины и аппараты, изготовленные из металлов и сплавов, при эксплуатации в природных или технологических средах подвержены коррозии [4, с. 15; 1, с. 65; 8, с. 49]. Коррозия металлов, приводящая к преждевременному выходу из строя многочисленных изделий, оборудования и сооружений, наносит огромный ущерб экономике стран. Ущерб определяется: прямой потерей металлов и выходом из строя различных готовых изделий, имеющих высокую стоимость; затратами по ремонтам и простоям; нарушениями технологического процесса, а также потерями продукции. Высокие коррозионные потери в нефтяной промышленности определяются значительными объемами производства и большой металлоемкостью [2, с. 5]. Коррозия оборудования в нефтепромысловых системах обусловлена присутствием в добываемой продукции минерализированной водной фазы и растворенных в ней коррозивных газов.

Сероводородная коррозия − одна из наиболее серьезных причин коррозионного разрушения при эксплуатации оборудования в широком диапазоне сред и условий. Содержание сероводорода в обводненной нефти некоторых нефтяных скважин достигает 500 мг/л. Сероводород обладает уникальными агрессивными свойствами и вызывает коррозионное повреждение оборудования в результате электрохимической коррозии и водородного охрупчивания [5, с. 320; 7, с. 66].

В связи с вышесказанным повышаются требования к эксплуатационно-технической надежности и коррозионной стойкости конструкционных материалов и металлоконструкций, а также к совершенствованию методов их защиты.

Основной целью исследования является изучение коррозионного процесса металла в условиях сероводородной коррозии.

В данном исследовании поставлены следующие задачи: изучение коррозионного процесса стали при различных концентрациях сероводорода, ингибитора коррозии и хлорида натрия в модельной пластовой воде.

Для оценки влияния содержания компонентов на коррозионный процесс использовался метод ортогонального композиционного планирования эксперимента.

© Нефедьева Т.Н., 2017

Объектами исследования были выбраны модельная пластовая вода с содержанием NaCl (50–150 г/л), раствор сероводорода (0–0,24 г/л), контрольные образцы – плоские металлические пластины прямоугольной формы из стали марки Ст3 (ГОСТ 380) размером 20 × 25 × 1 мм, ингибитор коррозии Сонкор-9510 Б (ТУ 2458-022-00151816–2002), который представляет собой смесь смоляных кислот легкого таллового масла, соли четвертичного аммониевого основания и углеводородного растворителя. Среды насыщались сероводородом. Сероводород получен в соответствии с методикой, изложенной в [9, с. 5]. Концентрация сероводорода определена с помощью йодометрического титрования, описание которого представлено в [9, с. 5].

Коррозионные испытания проведены в соответствии ГОСТ 17332–71 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем». Защитная эффективность ингибитора рассчитывалась по формуле

$$Z = \frac{k_0 - k}{k_0} \cdot 100\ \%,, \qquad (1)$$

где k_0 и k – соответственно скорости растворения металла в среде без ингибитора и с ингибитором, г/м^2·ч.

При исследовании совместного влияния NaCl и H_2S были выбраны пределы изменения дозировок, указанные на рис. 1. В соответствии с полученными экспериментальными данными были рассчитаны коэффициенты уравнения зависимости комбинированной коррозии стальных пластинок от взаимного влияния сероводорода и растворов солей; установлены значимые коэффициенты уравнения. На рис. 1 приведены контурные кривые зависимости коррозионных процессов от соотношения соли и кислоты.

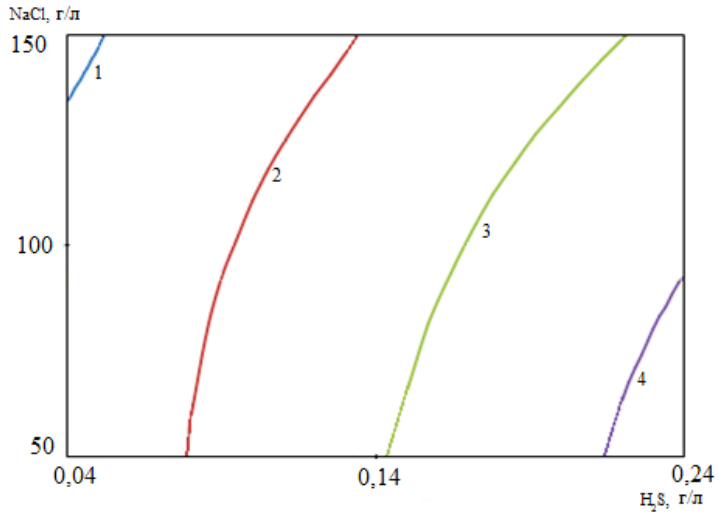


Рис. 1. Влияние соотношения H_2S и NaCl на коррозионный процесс при скорости коррозии: 1 – 0,1 г/м^2·ч; 2 – 0,2 г/м^2·ч; 3 – 0,3 г/м^2·ч; 4 – 0,1 г/м^2·ч

В результате проведения эксперимента изучено влияние сероводорода на коррозию стальной пластины. Пластинка полностью покрыта черной сульфидной пленкой при концентрации 0,24 мг/л, и по мере уменьшения концентрации сероводорода снижается площадь корродируемой поверхности. При высоком содержании NaCl – 150 г/л – помимо сульфидной пленки присутствовали продукты ржавления железа, так как под действием воды происходит образование труднорастворимых гидратных окислов железа.

На основании анализа контурных кривых установлено, что определяющим при совместном влиянии двух агрессивных факторов является сероводород, введение которого существенно увеличивает скорость коррозии стали.

Известно [4, с. 320; 1, с. 12; 5, с. 321], что коррозия металлов в кислых и сероводородных средах протекает в основном с водородной деполяризацией, основная опасность сероводородной коррозии металла заключается не в возрастании скорости коррозии, а в усилении наводороживания стали, что приводит к охрупчиванию и растрескиванию металла.

Исследование защитного действия ингибитора к сероводородной коррозии проводилось на модельной смеси пластовой воды в присутствии соли NaCl (концентрация 30 г/л). На рис. 2 представлены графики эффективности ингибитора коррозии в модельной пластовой воде в зависимости от содержания сероводорода

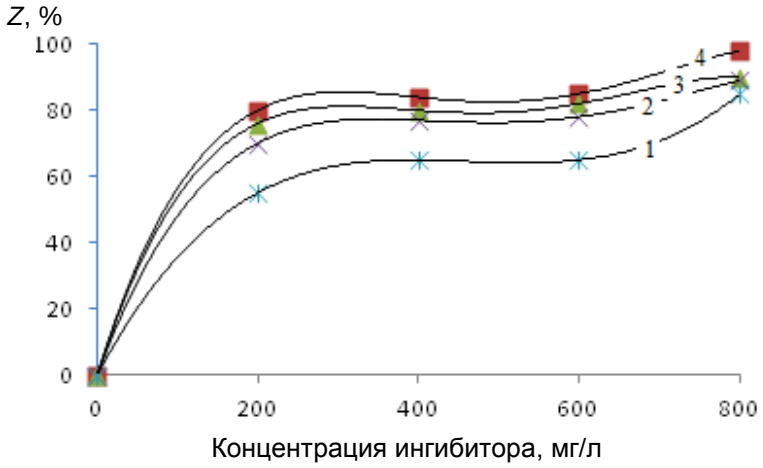


Рис. 2. Защитная эффективность ингибитора в зависимости от содержания сероводорода в модельной пластовой воде C_{NaCl} = 30 г/л (модельная пластовая вода с содержанием сероводорода: 1 − 0 мг/л; 2 – 50 мг/л; 3 – 100 мг/л; 4 – 150 мг/л)

На основании проведенного эксперимента установлено, что увеличение концентрации ингибитора коррозии при высоком содержании сероводорода приводит к заметному росту величины *Z*: наблюдается синергетический эффект ингибитора и сероводорода, что можно наблюдать на рис. 2.

Он обусловлен тем, что адсорбированные на железе анионы HS^- выполняют роль анионных мостиков, облегчая адсорбцию ингибитора катионного типа. Органические молекулы ингибитора образуют с сероводородом нерастворимые соединения, которые осаждаются на поверхности металла, образуя защитный барьер, что согласуется с данными, приведенными в работах [3, с. 3; 8, с. 49]. Вероятно, это связано с тем, что соли четвертичного аммониевого основания, присутствующие в ингибиторе, влияют на эффективность ингибирования коррозионных процессов [6, с. 10]. Азот, обладая неподеленной электронной парой, является активным центром для адсорбции, происходящей на поверхности металла. Электроны, находящиеся в молекуле ингибитора на *p*-подуровне, способны переходить из ингибитора на поверхность металла, тем самым образуя ковалентные связи между ингибитором и металлом. Адсорбционная пленка гидрофобного характера, которая образуется в результате хемосорбции, служит экранирующим барьером на границе металл − агрессивная среда.

Список литературы

1. Антропов Л.И., Макушин Е.М., Панасенко В.Ф. Ингибиторы коррозии металлов. – Киев : Техніка, 1981. – 183 с.

2. Бурлов В.В., Алцыбеева А.И., Кузинова Т.М. Система защиты от коррозии оборудования переработки нефти. – СПб. : Профессия, 2015. – 336 с.

3. Противокоррозионные свойства поверхностно-активных веществ на основе замещенного имидазолина / Н.В. Веролайнен, В.Е. Петрова, С.А. Темникова [и др.] // Вестник ТвГУ. Химия. – 2014. – № 2. – С. 48–57.

4. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. – М. : ФИЗМАТЛИТ, 2002. – 336 с.

5. Синютина С.Е., Вигдорович В.И. Современное состояние и проблемы сероводородной коррозии металлов в растворах электролитов // Вестник ТГУ. – 2002. – № 7 (3). – С. 319–328.

6. Фролов В.И. Противокоррозионная активность ингибитора «Оназол» // Вестник РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2009. – С. 165–175.

7. Цыганкова Л.Е., Фоменков О.А., Есина М.Н. Защитные свойства ряда ингибиторов сероводородной и углекислотной коррозии // Журнал ТГУ. Химия и химическая технология. – 2009. – № 52 (1). – С. 66–69.

8. Amitha Rani B.E., Bharathi Bai J. Basu. Green inhibitors for corrosion protection of metals and alloys: an overview. Surface Engineering Division, CSIR-National Aerospace Laboratories. India, 2011. P. 1–16.

9. ТУ 2458-022-00151816–2002 Ингибитор коррозии «Сонкор 9510». Технические условия. – 2006. – 8 с.

УДК 62-9

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ДЕПАРАФИНИЗАТОРА НЕФТИ

Д.С. Мамитов
Научный руководитель **Н.Д. Шишкин**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

При добыче парафинистых нефтей образуются асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО), что вызывает осложнения в работе скважин, оборудования и трубопроводов. Это приводит к снижению производительности работы оборудования и увеличивает вероятность аварий. Возникают дополнительные затраты, связанные с очисткой труб от АСПО, что ухудшает экономические показатели работы промысла [1, 2]. Поэтому актуальны проблемы разработки оборудования для предотвращения образования АСПО и рациональной утилизации этих отложений.

Целью данной работы является разработка промыслового депарафинизатора нефти (ПДН) на месторождениях с выделением АСПО в качестве сырья для переработки на НПЗ с целью получения ценных товарных продуктов. Основными задачами являются: экспериментальная оценка интенсивности выпадения АСПО и разработка конструкции ПДН.

Для исследования интенсивности выпадения АСПО разработана экспериментальная лабораторная установка, показанная на рис. 1.

Установка состоит из корпуса термостата 1 из пенополистирола, в котором размещается пластмассовый сосуд 2 для охлаждающей воды с патрубком 4 для слива воды. В сосуде 2 размещается перфорированная секционная коробка 5 для стеклянных мерных стаканов 6 для проб парафинистой нефти. Для измерения температуры парафинистой нефти, охлаждающей воду и воздух, использовались цифровые термометры 11–13 с термопарами 8 в качестве датчиков.

В стеклянные стаканы 6 заливались разогретые до температуры выше температуры застывания 50–52 °С пробы парафинистой нефти; затем за счет охлаждающей воды 3, поступающей из сосуда 14, создаются условия, близкие к условиям, при которых могут образовываться АСПО на промысловых объектах.

Так, в одном из экспериментов масса образовавшегося слоя АСПО составила M = 103 г, а средняя толщина слоя АСПО – 39 мм при времени процесса осаждения 25 мин.

© Мамитов Д.С., 2017

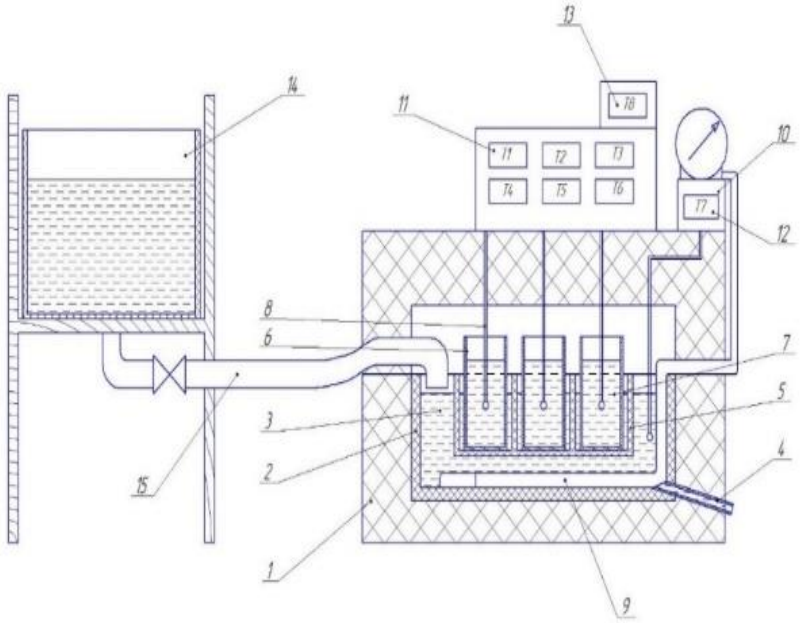


Рис. 1. Схема лабораторной экспериментальной установки для исследования выпадения АСПО: *1* – корпус термостата; *2* – пластмассовый сосуд; *3* – вода; *4* – патрубок для слива воды; *5* – секционная коробка; *6* – стеклянный мерный стакан; *7* – проба парафинистой нефти; *8* – термопара; *9* – гибкий ТЭН-подогреватель; *10* – термореле; *11–13* – цифровые термометры; *14* – сосуд с холодной водой; *15* – питательный патрубок с краном

После анализа результатов экспериментов при различном времени осаждения была получена эмпирическая формула для определения массы слоя АСПО:

$$M = A\tau^n, \tag{1}$$

где M – масса АСПО; A – коэффициент осаждения АСПО от времени; τ – время осаждения АСПО; n – тангенс угла наклона линии тренда в логарифмической анаморфозе.

Согласно полученным данным было определено время и скорость осаждения всех кристаллизующихся в объеме частиц парафина:

$$\tau = \frac{h}{v}, \tag{2}$$

$$v = \frac{d^2(\rho_1 - \rho_2)}{18\mu_2} \tag{3}$$

где h – высота сосуда с пробой нефти, м; d – диаметр частицы, м; ρ_1, ρ_2 – плотности дисперсной и жидкой фазы, кг/м^3; μ_2 – динамическая вязкость жидкой фазы, Па·с.

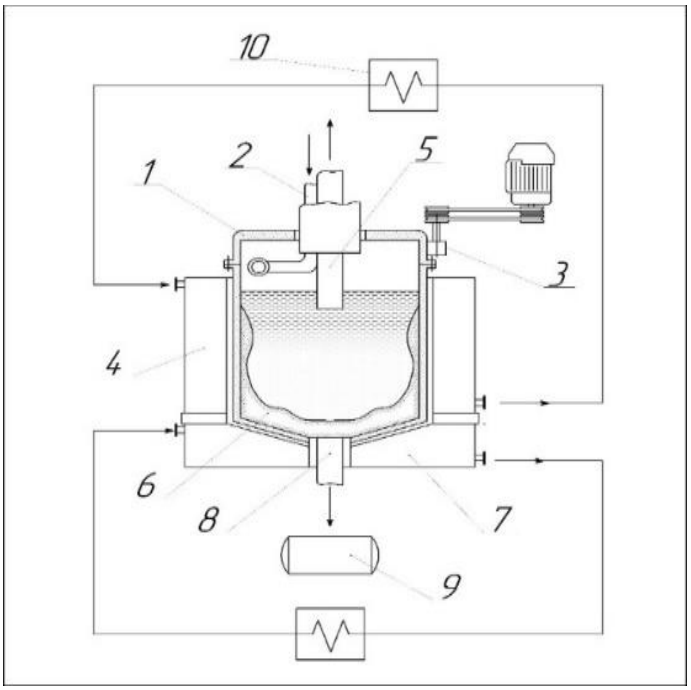


Рис. 2. Промысловый депарафинизатор нефти: *1* – корпус;
2 – входной тангенциальный патрубок; *3* – роллер с электроприводом;
4 – охлаждающий модуль; *5* – патрубок для очищенной нефти; *6* – АСПО;
7 – нагревающий модуль; *8* – патрубок для слива жидкого парафина;
9 – коллектор; *10* – теплообменники

Скорость полного осаждения АСПО в течение 25 мин составила $v = 1 \cdot 10^{-8}$ м/с. Полученные формулы (1)–(3) могут быть использованы для оценки основных параметров ПДН. В дальнейшем будет более детально исследован процесс образования АСПО при различном содержании парафина и различных температурах охлаждающей жидкости.

Конструкция предлагаемого ПДН показана на рис. 2. На первой стадии нефть поступает в корпус 1 аппарата через тангенциальный ввод 2 по касательной к стенкам и движется по спирали. Сам же корпус приходит в движение за счет роллера 3 с клиноременной передачи и электродвигателя. Далее поток приобретает высокую скорость в сужающейся концентрической секции, что приводит к возникновению больших центробежных сил. Далее задействуется охлаждающий модуль 4, который способствует отложению парафина на стенках аппарата.

На второй стадии очищенная нефть удаляется через патрубок 5, а АСПО кристаллизуется внутри аппарата. После этого задействуется нагревающий модуль 7 и разогретый парафин самотеком стекает на дно емкости, затем удаляется в сливной коллектор 9, где в дальнейшем может быть транспортирован на переработку на НПЗ. Нагрев и охлаждение аппарата осуществляется с помощью пластинчатых теплообменников 10, а основным теплоносителем является водяной пар.

Предлагаемый ПДН позволит удалить из нефти большую часть парафина и полностью исключить использование дорогостоящих ингибиторов парафиноотложений, значительно увеличить период между запусками скребка для удаления остатков АСПО, а также использовать АСПО в качестве твердой фазы продукции нефтепромысла.

Список литературы

1. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана : автореф. дисс. … канд. техн. наук. – Уфа, 2005.

2. Исламов М.К. Разработка и внедрение удалителей асфальтосмолистых и парафиновых отложений на нефтяном оборудовании : дисс. … канд. техн. наук. 05.17.07, Уфа, 2005. – 125 с.

УДК 543.544.5.068.7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ CL^-, NO_3, SO_4^{2-} – ИОНОВ В ВОДНОМ ЭКСТРАКТЕ ИЗ НЕФТИ МЕТОДОМ ИОННОЙ ХРОМАТОГРАФИИ

О.В. Нетунаева, А.А. Иванова
Научный руководитель **О.П. Калякина**, канд. хим. наук
Сибирский федеральный университет

Наличие неорганических солей в нефти приводит к коррозии оборудования при ее транспортировке и переработке, например при гидроочистке. Неорганические соли, присутствующие в нефти в составе водных эмульсий, удаляют из нефти экстракцией водой. В то же время неорганические хлориды в нефти могут присутствовать в виде ионных пар с органическими катионами, например в виде солей азотистых оснований, ацидокомплексов металлов. Указанные соединения растворены в нефти и не извлекаются в процессе первичной подготовки, но также могут приводить к коррозии стального оборудования.

Существующие методики определения хлористых соединений в нефти не позволяют селективно определить хлор, входящий в ионные пары. Указанная форма способна к ионному обмену, в частности, известно, что хлорид-ион легко вытесняется нитрат-ионами при ионообменной экстракции:

$$(R\text{-}NH_3^+Cl^-) + NO_3^- = (R\text{-}NH_3^+NO_3^-) + Cl^-.$$

Соответственно возникает задача определения микроконцентраций хлорид-ионов на фоне большого содержания других неорганических анионов. Для этой цели наиболее удобно использовать метод ионной хроматографии – селективный, чувствительный, универсальный и экспрессный метод для обнаружения неорганических анионов в растворах.

Таким образом, целью работы явилось изучение условий извлечения неорганических анионов из нефти и их дальнейшее определение методом ионной хроматографии.

Работу выполняли на высокоэффективном жидкостном хроматографе LC-20 Prominence с кондуктометрическим (CDD-10 Avp/10 Asp) детектором в варианте двухколоночной ионной хроматографии (разделяющая колонка КанК-АСт 14 мкм; подавительная колонка СПС-SAC 6 × 200 мм). В качестве элюента применяли карбонатный буферный раствор (1,9 мМ Na_2CO_3 + 2,4 мМ $NaHCO_3$). Объем вводимой пробы 20 $мм^3$. Скорость потока элюента составляла 1,0 мл/мин. Температура термостата колонки 33 °С. Управление прибором и обработку хроматограмм осуществляли с использованием программы LC-solution на персональном компьютере.

© Нетунаева О.В., Иванова А.А., 2017

В ходе работы была исследована нефть северных месторождений Красноярского края. Изучено влияние различных факторов (объемное соотношение нефти и экстрагента, температура экстрагента, время экстрагирования) на эффективность пробоподготовки. Оптимизацию пробоподготовки проводили методом полного факторного эксперимента. Установлены оптимальные условия извлечения неорганических анионов из образцов нефти: объемное соотношение нефти и экстрагента 1:10, температура экстрагента 90°С и время экстрагирования 20 мин. Полноту экстракции подтвердили последовательной экстракцией.

Для определения неорганических анионов в нефти исследовали два способа подготовки проб: экстракция деионизованной водой и экстракция раствором $NaNO_3$ с концентрацией 1 мМ.

Перед хроматографированием водный экстракт нефти (5 мл) помещали в делительную воронку вместимостью 50 мл, добавляли 2,5 мл гексана и встряхивали в течение 10 мин. После расслоения смеси нижний (водный слой) фильтровали через шприцевой фильтр PTFEACRODISCCR 13. В делительной воронке оставляли 0,5 $см^3$ водного слоя, чтобы избежать попадания в колбу гексанового экстракта.

Идентификацию компонентов проводили по времени удерживания компонента, сравнивая хроматограмму образца и модельного раствора. Количественное определение проводили по площадям пиков на основании трех параллельных измерений.

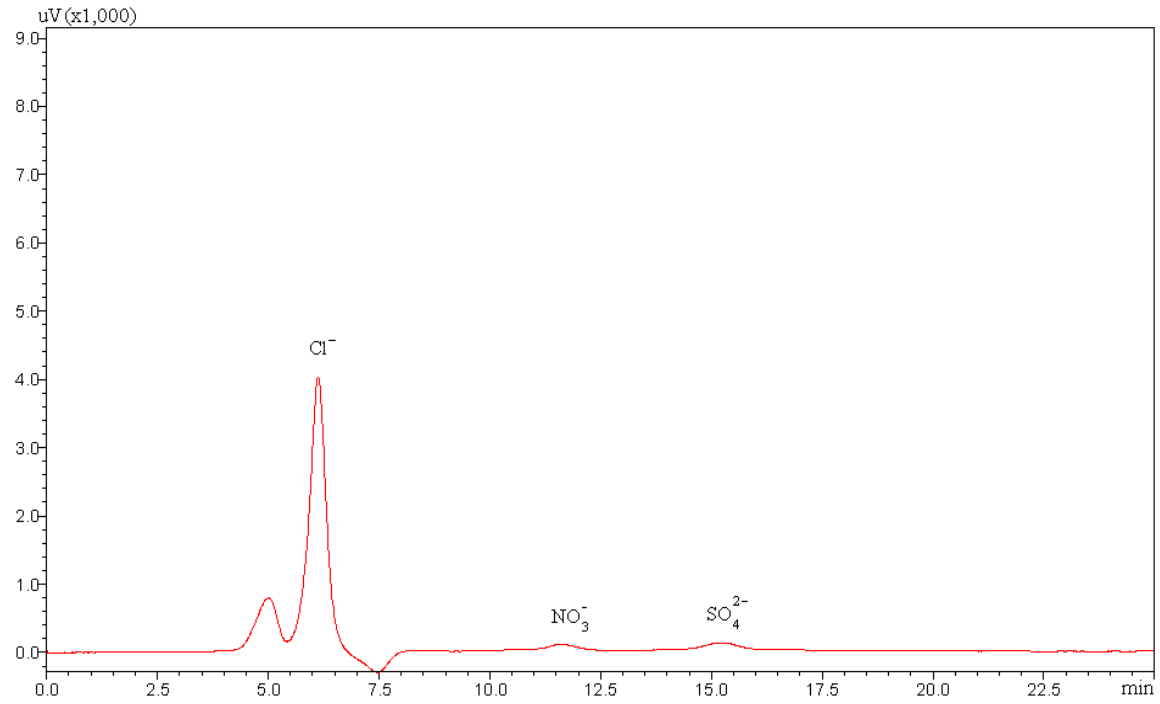


Рис. 1. Хроматограмма экстракта из нефти. Экстрагент – бидистиллированная вода (Т = 90±2°С). Ионный хроматограф LC-20 Prominence.
Разделяющая колонка 120 × 5 мм КанК-АСт 14 мкм, *v* = 1,0 мл/мин.
Состав элюента: 1,9 мМ Na_2CO_3 + 2,4 мМ $NaHCO_3$

Таблица 1

Содержание неорганических анионов в образцах нефти северных месторождений Красноярского края (экстрагент – бидистиллированная вода (*T* = 90±2 °С)), *n* = 3, *P* = 0,95

Номер пробы	Анион	Время удерживания, мин	С, мг/л
1	Cl^-	6,072	6,09±0,04
	NO_3^-	10,29	0,42±0,02
	SO_4^{2-}	15,01	0,52±0,02
2	Cl^-	6,087	103±4
	NO_3^-	10,31	0,71±0,02
	SO_4^{2-}	15,03	0,54±0,02
3	Cl^-	6,075	2,51±0,02
	NO_3^-	10,32	0,62±0,02
	SO_4^{2-}	15,02	0,31±0,02

На рис. 1 приведена хроматограмма экстракта из нефти при экстракции водой, результаты определения неорганических анионов в образцах нефти представлены в табл. 1.

На рис. 2 представлена хроматограмма экстракта из нефти при экстрагировании раствором $NaNO_3$, результаты определения представлены в табл. 2.

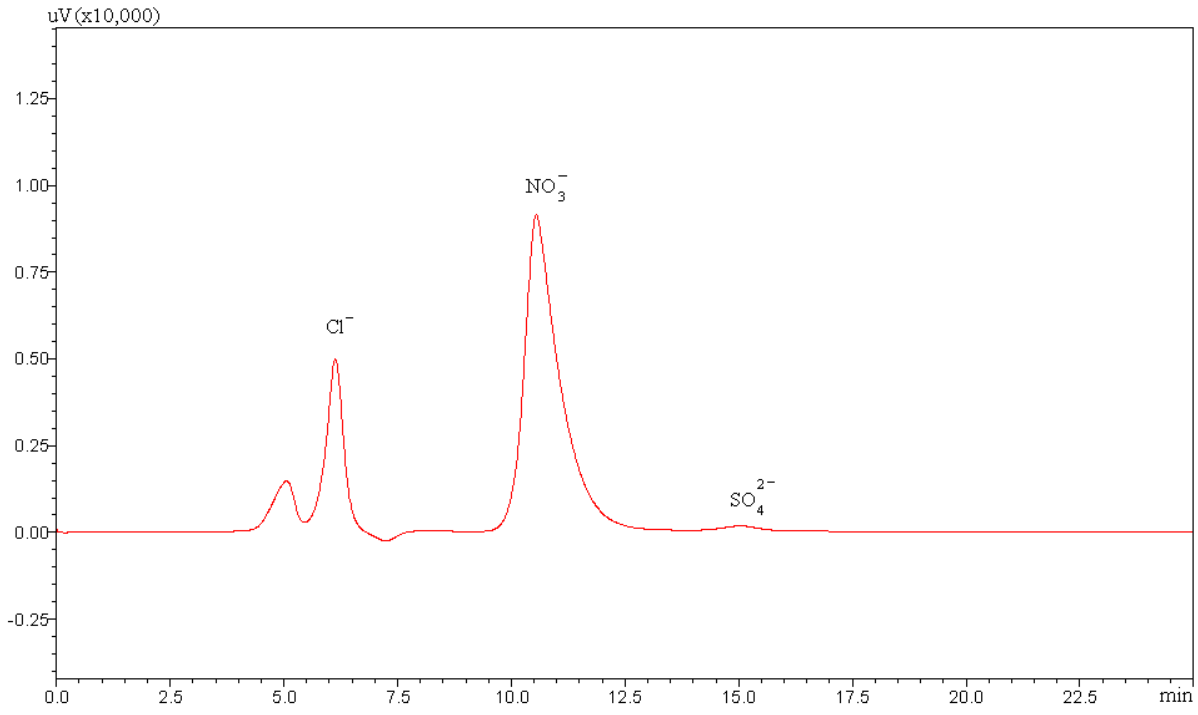


Рис. 2. Хроматограмма экстракта из нефти. Экстрагент – $NaNO_3$ (*T* = 90±2 °С). Ионный хроматограф LC-20 Prominence. Разделяющая колонка 120 × 5 мм, КанК-АСт 14 мкм, *v* = 1,0 мл/мин. Состав элюента: 1,9 мМ Na_2CO_3 + 2,4 мМ $NaHCO_3$

Таблица 2

Содержание неорганических анионов в различных образцах нефти северных месторождений Красноярского края (экстрагент – раствор $NaNO_3$ (T = 90±2°C)), n = 3, P = 0,95

Номер пробы	Анион	Время удерживания, мин	С, мг/л
1	Cl^-	6,081	7,18±0,08
	SO_4^{2-}	10,280	0,65±0,04
2	Cl^-	6,075	136±5
	SO_4^{2-}	10,301	0,65±0,04
3	Cl^-	6,077	3,01±0,04
	SO_4^{2-}	10,293	0,55±0,02

Таким образом, при экстракции нитратом натрия извлекается значительно большее количество хлорид-ионов по сравнению с экстракцией водой, что, вероятно, обусловлено их извлечением по ионообменному механизму.

Список литературы

1. Егоров Н.И., Богомолов А.И. Химия нефти и газа / под ред. В.А. Проскурякова, А. Е. Драбкина. – М. : Наука, 1962. – 293 с.

2. Батуева И.Ю., Гайле А.А., Поконова Ю.В. Химия нефти / под ред. З.И. Сюняева. – Л. : Химия, 1984. – 268 с.

3. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа. – Л. : Наука, 1985. – 96 с.

УДК 622.692.48:534.08

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ И АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ

В.И. Пачковский
Научные руководители: **Ю.Н. Безбородов**, д-р техн. наук;
А.Н. Сокольников, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Разработка систем по обнаружению несанкционированных врезок в магистральном трубопроводе остается актуальной задачей. И это неслучайно, так как в самых различных отраслях промышленности в настоящее время используется огромное количество трубопроводов как наземных, так и подземных, длина которых достигает нескольких тысяч километров, и доступ к ним чаще всего затруднен. Как известно, при эксплуатации трубопровода в нем зарождаются различные дефекты: утончения стенки, трещины, сквозные дефекты. Также с каждым годом увеличивается количество случаев несанкционированного подключения к нефтепроводам, к тому же если раньше было проще отследить врезку по изменению давления или при патрулировании, то сегодня для осуществления незаконных врезок используют новейшие технологии, которые затрудняют обнаружение несанкционированного вмешательства. По оценкам экспертов, ежегодно в России похищают свыше 5 млн т нефти, а ущерб оценивается примерно в 800 млн долл. И это только прямые потери, не считая восстановительных работ и экологического ущерба. По данным ПАО «Транснефть» всего в период с 2003 по 2012 г. в России было выявлено 4 779 несанкционированных врезок в магистральные нефтепроводы. На рис. 1 показано количество врезок по регионам России с 2003 по 2012 г. [1].

Самыми неблагополучными регионами с точки зрения незаконных врезок в трубопроводы являются Самарская область, Республика Дагестан, а также Иркутская и Ленинградская области, на которые приходится 50 % всех несанкционированных заборов нефти. Поэтому существует необходимость на стадии проектирования или реконструкции задуматься о безопасности трубопроводов [1].

На текущий момент все методы обнаружения утечек и несанкционированных врезок чаще всего подразделяют на две категории [3]: методы постоянного контроля; методы периодического контроля.

© Пачковский В.И., 2017

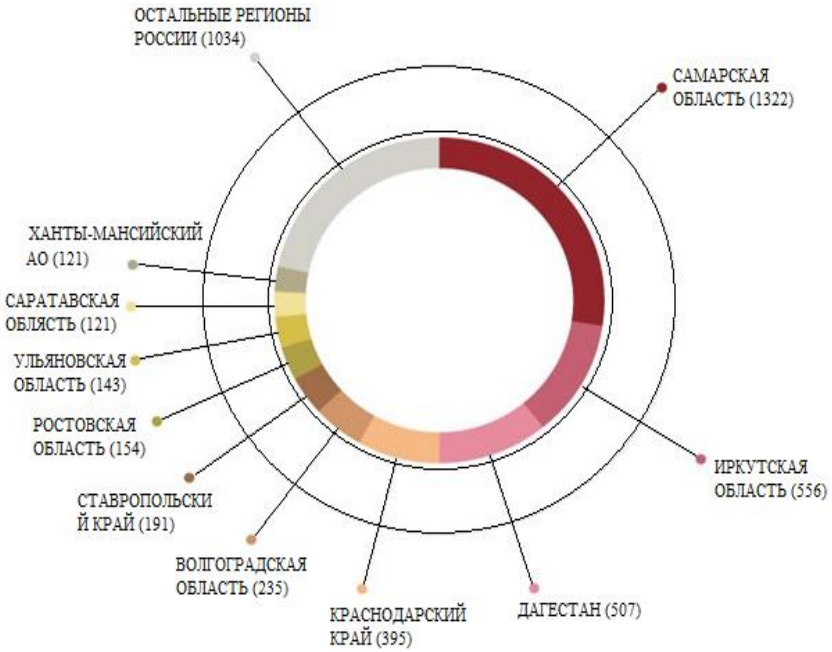


Рис. 1. Количество врезок по регионам России в 2003–2012 гг.

К методам постоянного контроля относят: метод сравнения расходов; метод понижения давления с фиксированной или скользящей установкой; метод линейного баланса; метод акустической эмиссии; метод сравнения изменения скорости расходов; метод отрицательных ударных волн; метод ударных волн Жуковского.

К методам периодического контроля относят: визуальный метод; ультразвуковой метод; лазерный газоаналитический метод; метод анализа статического давления; магнитный метод контроля; комбинированный электромагнитный метод; беспилотный метод.

Существует множество способов по обнаружению проблемных мест в трубопроводе, но, как мы знаем, кража нефтепродуктов не прекратилась. Все потому, что на сегодняшний день не существует метода, который бы отвечал четырем основным параметрам: бесперебойности, экономичности, точности, надежности.

Проводя анализ существующих способов по обнаружению проблемных участков, мы разработали методы по выявлению утечек на магистральном трубопроводе. Первый метод нашего исследования – акустический, в основе его лежит улавливание колебаний ультразвуковых волн, образующихся при отборе нефтепродукта (рис. 2). Как нам известно, при аварии или несанкционированном вмешательстве в магистральную сеть трубопровода идет потеря давления и гидравлический удар, который сопровождается акустическим шумом, иначе говоря, идет образование кавитации. Кавитация – процесс парообразования и последующего схлопывания пузырьков пара с одновременным конденсированием пара в потоке жидкости, сопровождающийся шумом и гидравлическими ударами.

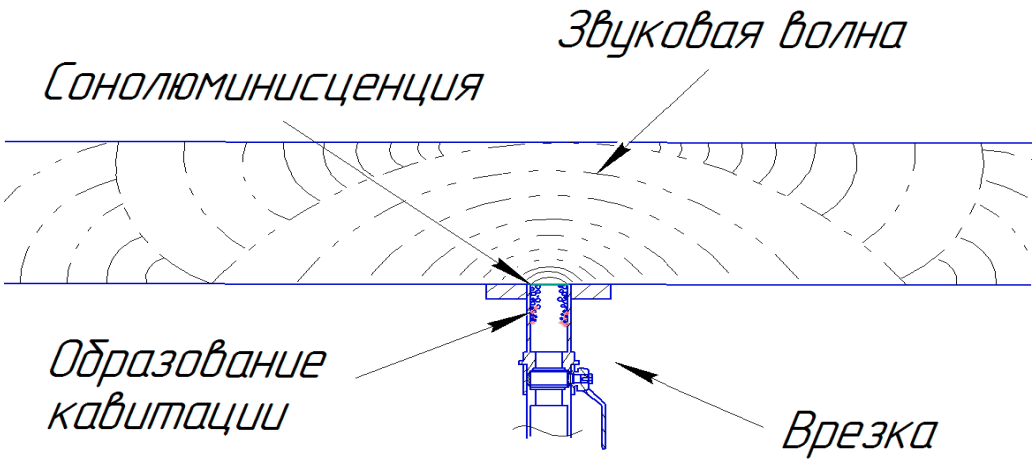


Рис. 2. Метод акустического контроля

Исходя из этой информации, мы можем утверждать, что при утечке углеводородов в результате хищения или аварии может образовываться кавитация, которую, в свою очередь, мы можем зафиксировать с помощью акустических приборов. Как известно, кавитация сопровождается ультразвуком. Ультразвук – звуковые волны, имеющие частоту выше воспринимаемых человеческим ухом, под ультразвуком понимают частоты выше 20 000 герц. Важная задача данной работы – определить частоту акустического шума, при котором работает врезка, помимо этого нужно будет учесть затухание акустической волны в трубопроводе при конкретных условиях [4, 5].

Также при несанкционированном подключении можно наблюдать колебание электромагнитных волн, а именно сонолюминисценцию. Сонолюминисценция – свечение в кавитирующей жидкости в диапазоне от видимого света до рентгеновского излучения. Предполагается, что генерация рентгеновского излучения связана со схлопыванием пузырьков в жидкости. На данный момент в качестве основной причины сонолюминисценции рассматривается электризация жидкости при кавитации.

Электризация жидкости заключается в образовании некомпенсированных зарядов на границе межфазного раздела в кавитирующей жидкости [5].

Второй способ по обнаружению несанкционированных врезок – электромагнитный, главной его задачей является обнаружение отводов от магистральной части с помощью георадаров. Суть работы заключается в том, что на беспилотный летающий агрегат (БПЛА) будет монтироваться георадар «ОКО-2». Георадар «ОКО-2» – это новая серия скоростных высокопроизводительных георадаров, позволяющая проводить зондирование как под землей, так и под водой. С помощью данного оборудования можно определить отводы на глубине до 30 м. Принцип работы следующий:

БПЛА перемещается вдоль изучаемой местности, в исследуемую среду излучается электромагнитный импульс, который отражается от раздела сред или включения, отражённый сигнал принимается и записывается прибором, полученный результат отображается на экране компьютера. Эксперимент по обнаружению отводов показан на рис. 3 [2].

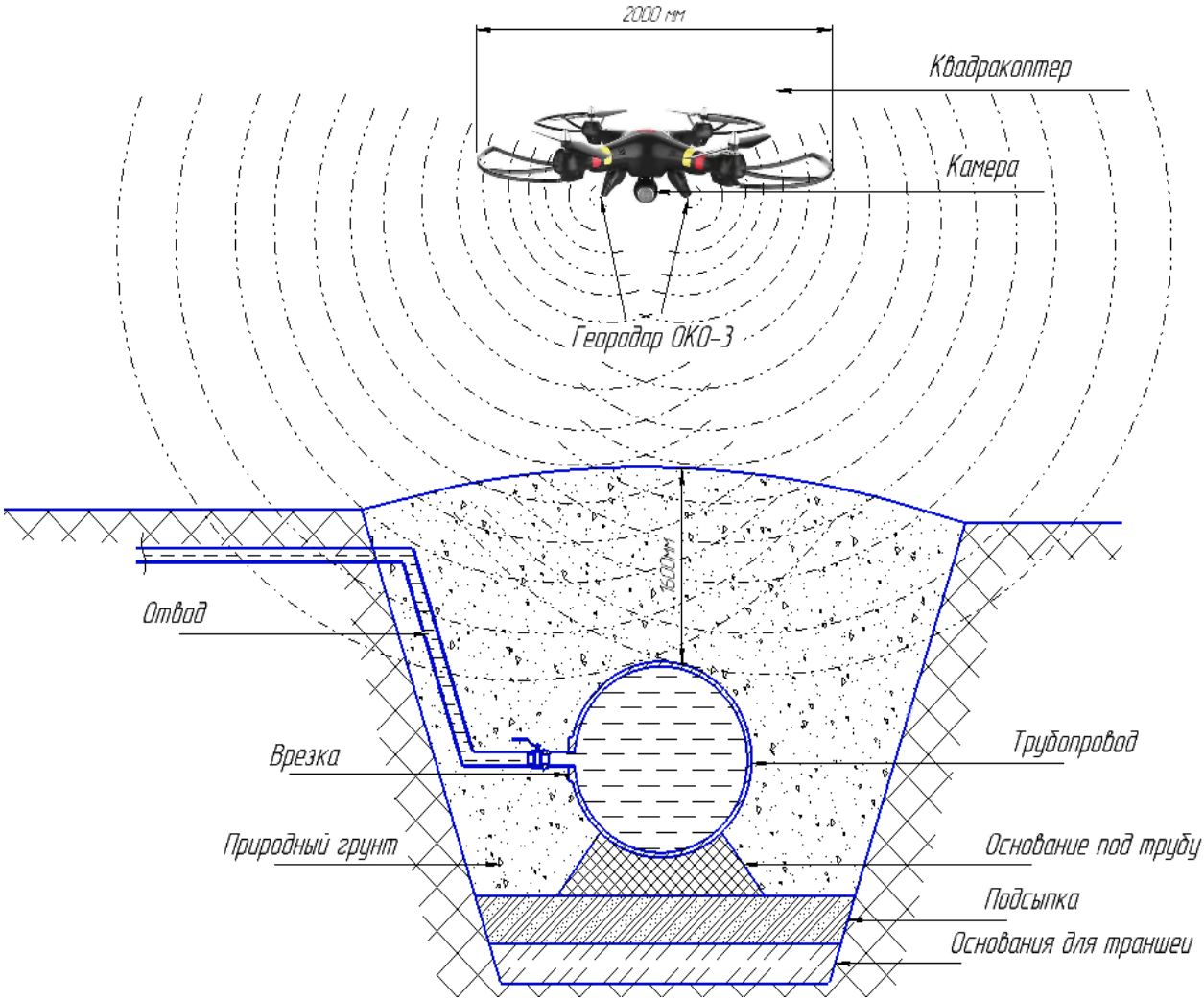


Рис. 3. Эксперимент по обнаружению отводов

В ходе выполнения данной работы был представлен обзор существующих в настоящее время методов обнаружения утечек нефтепродуктов из магистрального трубопровода в результате несанкционированных врезок или аварии. Также были предложены новые методы обнаружения незаконных врезок при помощи электромагнитных и акустических сигналов и способы реализации на магистральном трубопроводе.

Список литературы

1. Публичное акционерное общество «Транснефть». – Режим доступа: http://www.transneft.ru. (дата обращения: 18.02.2017).

2. Георадар «ОКО-2». – Режим доступа: http://www.geotech.ru/market/katalog_oborudovaniya/georadar_oko. (дата обращения: 18.02.2017).

3. Гольянов А.А. Анализ методов обнаружения утечек на нефтепроводах // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – № 10. – С. 5–14.

4. Кирсанов В.И. Об истечении жидкости через жиклеры при больших перепадах давления. – М. : Оборонгиз, 1951.

5. Арзуманов Э.С. Кавитация в местных гидравлических сопротивлениях. – М. : Энергия, 1978. – 304 с.

УДК 621.646-027.45

УЛУЧШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ПАР ТРЕНИЯ СЕДЛО-ШИБЕР В УЗЛЕ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕМ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ШИБЕРНОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ПО ЗАТВОРУ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

П.В. Походяев
Научный руководитель **А.Н. Сокольников**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Более 50 % отказов запорной арматуры связано с разрушением уплотнительных поверхностей вследствие интенсивного коррозионно-эрозионного изнашивания. При этом стоимость ремонта затвора составляет 30–50 % от общей стоимости ремонта задвижки. Ещё более опасным является риск схватывания уплотнительных поверхностей и отказа запорной арматуры в ответственный момент.

В таких условиях наиболее важной целью становится создание пар уплотнительных поверхностей – шибер-седло, не склонных к схватыванию и эффективно противостоящих коррозионным и эрозионным факторам во всех условиях работы (см. рисунок).

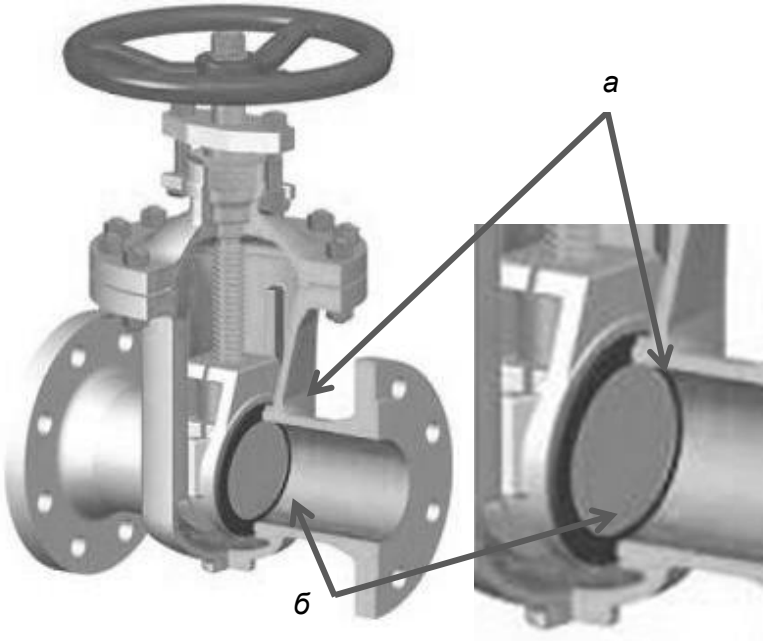


Рис. Шиберная задвижка в разрезе:
а – уплотнительное седло; *б* – шибер

© Походяев П.В., 2017

Решением этой задачи могут послужить следующие мероприятия:

1. Газотермическое напыление высокополимерных материалов на шибер и седло различной твёрдости с тем, чтобы обеспечить прирабатываемость покрытий в процессе эксплуатации.

2. Полная замена материала седла с углеродистой или легированной стали на стеклопластик, но с напылением композитных полимерных материалов на шибер.

Ожидаемый результат решения – увеличение срока эксплуатации шиберной запорной арматуры.

К преимуществам использования изделий на основе химически стойкого стеклопластика относятся:

- высокая стойкость к воздействию агрессивной среды и увеличение срока службы;
- существенное снижение массы, высокая удельная прочность;
- высокая удельная ударная вязкость;
- огнестойкость;
- низкие эксплуатационные затраты и простота обслуживания;
- возможность осуществления ремонта на месте (без демонтажа);
- широкие возможности по конфигурации изделия.

Стеклопластик – один из наиболее широко применяемых видов композиционных материалов. Из стеклопластиков, в частности, изготавливают трубы, выдерживающие большое гидравлическое давление и не подвергающиеся коррозии, корпуса ракетных двигателей твёрдого топлива (РДТТ), радиопрозрачные купола и обтекатели различных антенн, лодки, корпуса маломерных судов и многое другое.

Для производства стеклопластиков используются стеклянные волокна различного типа. Основу стекол составляет кремнезем SiO_2. Температура плавления диоксида кремния очень высока, для ее снижения в стекло могут быть введены различные добавки, изменяющие при этом свойства конечного продукта. Стекло – это аморфный материал, не имеющий кристаллического строения.

Обычно форма сечения стеклянных волокон представляет собой круг. Однако в некоторых случаях выпускают полые и профилированные волокна с формой сечения в виде треугольника, квадрата, шестиугольника и прямоугольника.

Стеклянные волокна используются в виде как непрерывных нитей, так и резаного (штапельного) волокна.

Изделия из стеклопластика – достойная альтернатива металлу. Стеклопластик намного дешевле металла, не ржавеет, выдерживает любые температуры, не трескается на солнце и не изменяет форму. Некоторые сооружения, отвечающие особым техническим требованиям, могут быть сконструированы только из стеклопластика. Изделия из стеклопластика

получили распространение в областях, связанных с экстремальными условиями эксплуатации: в авиаракетной и космической технике, судостроении, нефтехимической промышленности и др.

Нанесение противозадирных антисхватывающих износостойких карбидных покрытий (порошковый стеклопластик) для пары шибер-седло шиберной задвижки запорной арматуры возможно с помощью установки сверхзвукового газотермического напыления методом сверхзвукового газопламенного напыления или лазерной наплавкой. Данный метод позволяет создавать антикоррозионные покрытия высокого качества, с низкой пористостью и высокой адгезией. Антикоррозионная стойкость покрытия полностью соответствует ГОСТ 9.304–87, ГОСТ 28302–89, зависит от материала и толщины покрытия, и срок их службы составляет от 5 до 50 лет. Оборудование характеризуют мобильность, автономность работы, высокая производительность, надежность, простота и удобство эксплуатации. Для работы установки необходимы: сжатый воздух, источником которого могут быть воздушная промышленная магистраль или передвижной компрессор, обеспечивающие давление P = 0,5–0,7 МПа и расход воздуха 3,5–5,5 м^3/мин; дизельное топливо или керосин; порошковый материал. Твердость полученного покрытия составляет более 70 HRC, пористость менее 0,5 %, адгезия более 80 МПа. Выдающаяся стойкость к коррозии, хорошая обрабатываемость – эти качества стали основой для применения напылённых сверхзвуковым потоком покрытий из карбидов вольфрама и хрома на элементы шиберных задвижек. Пара покрытий, подбираемая на шибер и седло в зависимости от размера и назначения задвижек, обеспечивает наилучшую работу задвижки в ходе эксплуатации. Для наиболее сложных условий возможно применение наплавляемых лазером покрытий. При немного меньших твердости и износостойкости они обладают металлургической связью с основой.

Сравним характеристики стеклопластика и стали (см. таблицу).

1. Коррозионная стойкость

Любое оборудование и конструкции, контактирующие с агрессивными средами, должны обладать устойчивостью к их воздействию – коррозии. Изделия из стеклопластика обладают устойчивостью к основным видам коррозии.

2. Стойкость к химической коррозии

Оборудование и конструкции из стеклопластика изготавливаются с требуемой химической стойкостью по отношению к воздействующей агрессивной среде, обеспечивая тем самым высокую надёжность и долговечность.

3. Отсутствие электрохимической коррозии

Стеклопластик не проводит электрический ток, поэтому вероятность развития электрохимической коррозии в изделиях из стеклопластика исключена.

4. Отсутствие биологической коррозии

Основные составляющие стеклопластика – это полимерные смолы, которые не являются питательной средой для микроорганизмов, бактерий и грибков.

5. Долговечность и надёжность

Главными требованиями к оборудованию, эксплуатируемому в условиях воздействия агрессивных сред, являются долговечность и высокая надёжность в процессе эксплуатации. Благодаря отличным эксплуатационным характеристикам изделия из стеклопластика имеют длительный срок службы (свыше 30 лет) и не требуют особого ухода в процессе эксплуатации.

6. Отсутствие сварных соединений

Сварные швы являются слабыми местами любой конструкции, они в наибольшей степени подвержены коррозии. Элементы оборудования и конструкций из стеклопластика не требуют сварки. Их стыковка производится при помощи фланцевого или раструбного соединений, а также путём склейки.

7. Низкая теплопроводность

Благодаря низкой теплопроводности стеклопластика снижается перепад температур между стенками оборудования и, как следствие, количество агрессивного конденсата на внутренней поверхности.

8. Морозостойкость

Оборудование и конструкции из стеклопластика устойчивы к любым погодным условиям. Они сохраняют свои свойства при температуре до –50 °С и без проблем выдерживают многократное замораживание, чередующееся с оттаиванием.

9. Высокая ремонтопригодность

Ремонт повреждённых участков производится без демонтажа конструкции в кратчайшие сроки. Для ремонта применяются полимерные материалы, использованные при первоначальном изготовлении конструкции.

10. Малый вес

Изделия из стеклопластика значительно легче объектов – аналогов из стали. При этом конструкции из стали и железобетона требуют обязательной противокоррозионной защиты, существенно увеличивающей общий вес технологического оборудования и трудоёмкость его монтажа. Малый вес оборудования и конструкций из стеклопластика позволяет значительно снизить трудозатраты при монтаже, осуществить строительство (реконструкцию) в минимальные сроки, а также использовать более лёгкие опорные и поддерживающие конструкции.

Таблица

Сравнительная характеристика свойств стеклопластика, стали и алюминиевых сплавов

Показатель	Сталь	Алюминиевые сплавы	Стеклопластик
Плотность, кг/м^3	7 800	2 640–2 800	1 800–1 900
Модуль упругости, ГПА	210	70–71	55
Удельный модуль упругости	2 692	2 500–2 689	2 895–3 056
Предел прочности (для металлов предел текучести) при растяжении, МПа	240	50–440	1700
Удельный предел прочности (для металлов предел текучести), м^2/с^2	3,1	1,8–16,7	89–94
Отношение усталостной прочности к статической	0,26	0,27	0,29
Теплопроводность при 20 °С, Вт/м	64	105–200	0,75
Удельное объёмное электрическое сопротивление, Ом·м	Проводник	Проводник	1,0×1010
Коэффициент линейного расширения, ·10^6 град$^{-1}$	11,9–14,2	19,6–26,9	0,45–8,3
Стойкость к воздействию химически агрессивных сред, солевых растворов	Не стоек. Требуются мероприятия по защите от коррозии	Подвержен электрохимической коррозии. Требуются специальные меры по защите	Стоек
Эксплуатационные затраты	Требуются регламентные работы не реже 1–2 раза в год	Требуются регламентные работы не реже 1 раза в год	Восстановление цветовой окраски по мере снижения её интенсивности

Список литературы

1. Бондалетова Л.И., Бондалетов В.Г. Полимерные композитные материалы : учеб. пособие. – Томск : ТПИ, 2013. – 118 с.

2. ОТТ 23.060.30-КТН-246-08. Задвижки шиберные для магистральных нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций / ОАО «АК "Транснефть"» Введ. 01.05.2012. – М. : Стандартинформ, 2012. – 93 с.

3. Технологический регламент ПАО «ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ» Введ. 01.03.2014. – Красноярск, 81 с.

УДК 543.544.6

ИЗВЛЕЧЕНИЕ АНИОНОВ ОРГАНИЧЕСКИХ КИСЛОТ ИЗ НЕФТИ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕТОДОМ ИОННОЙ ХРОМАТОГРАФИИ

М.А. Полосухина, А.А. Иванова
Научный руководитель **О.П. Калякина**, канд. хим. наук
Сибирский федеральный университет

Нефтяная промышленность – ведущая отрасль мировой топливно-энергетической промышленности. Она очень сильно влияет на все мировое хозяйство и на мировую политику [1]. Коррозия оборудования приводит к огромному экономическому и экологическому ущербу в нефтяной промышленности. Общеизвестна коррозионная агрессивность органических кислот по отношению к различным металлам. Особенно это относится к низкомолекулярным жирным кислотам и нафтеновым кислотам, обладающим большой коррозионной активностью [2]. Коррозионная активность нефти колеблется в очень широких пределах. Это обусловлено различным содержанием в ней коррозионно-активных примесей: воды, кислорода и кислородсодержащих веществ, солей, сернистых соединений. Опасность коррозии оборудования сохраняется на всех стадиях: при добыче, транспортировке, хранении и переработке нефти. Коррозионная активность нефтей растет с увеличением содержания и уменьшением молекулярного веса растворенных в них нафтеновых кислот и с увеличением температуры [3].

Методы определения форм нахождения микроэлементов в нефти основаны на определении индивидуальных соединений, входящих в объект анализа, либо на органическом анализе функциональных групп. Однако классические методы органического анализа при низких содержаниях определяемых соединений не всегда дают надежные результаты [4]. Поэтому разработка комбинированных методов определения форм нахождения микроэлементов, основанных на сочетании селективных химических методов пробоподготовки и высокочувствительных физико-химических методов анализа, является актуальной задачей. Селективным, чувствительным, экспрессным методом обнаружения микросодержаний ионов в растворах является метод ионной хроматографии [5].

Ионная хроматография представляет собой вариант колоночной элюентной ионообменной хроматографии. Подвижная фаза (элюент) слу-

© Полосухина М.А., Иванова А.А., 2017

жит для перемещения веществ через хроматографическую систему. Разделение в этом случае происходит благодаря разному сродству компонентов определяемой смеси к неподвижной фазе и, следовательно, разным скоростям перемещения по колонке. Неподвижной фазой в ионообменной хроматографии является ионообменник [6].

Цель работы – извлечение анионов органических кислот из нефти экстракционным методом с целью их последующего определения методом ионной хроматографии.

Для проведения эксперимента использовали пробу нефти, предоставленную лабораторией ИНиГ СФУ. Работу выполняли на переносном портативном одноколоночном ионном хроматографе PIA-1000 (Shimadzu Corporation, Япония, 2007), снабженном кондуктометрическим детектором и разделяющей колонкой Shim-pack IC-A1S (4,6 × 100 мм).

Объем вводимой пробы 0,02 $см^3$ (20 мкл). Скорость потока элюента составляла 0,7 $см^3$/мин. Температура термостата колонки 33 °С.

В качестве элюента применяли раствор следующего состава: 2,0 ммоль/$дм^3$ $C_6H_4(COOH)_2$ и 1,2 ммоль/$дм^3$ NaOH (pH = 3,5). Для приготовления элюента указанной концентрации с pH = 3,5 в мерную колбу вместимостью 500 $см^3$ вносили 100 $см^3$ деионизованной воды, 0,166 г фталевой кислоты, интенсивно встряхивали в течение нескольких минут до максимально полного растворения кристаллов кислоты; далее добавляли в эту смесь 0,024 г гидроксида натрия, доводили объем до метки деионизованной водой, встряхивали в течение нескольких минут до полного растворения смеси.

Извлечение анионов органических кислот из нефти проводили экстракцией бидистиллированной водой и раствором элюента, способами «холодной» и «горячей» экстракции (20±2 °С и 90±5 °С). Соотношение объемов нефти и экстрагента составляло 1:10.

Перед хроматографированием полученные водные экстракты нефти (5 мл) для удаления остатков эмульсии нефти помещали в делительную воронку вместимостью 50 мл, добавляли 2,5 мл гексана и экстрагировали в течение 10–15 мин, периодически открывая пробку. После расслоения смеси нижний (водный слой) фильтровали через шприцевой фильтр PTFEACRODISCCR 13. В делительной воронке оставляли 0,5 $см^3$ водного слоя, чтобы избежать попадания в колбу гексанового экстракта.

О степени извлечения анионов судили по изменению площади пика, находящегося на времени удерживания, соответствующего по литературным данным времени удерживания моно- и дикарбоновых кислот. На рис. 1–4 представлены полученные хроматограммы для анализируемой пробы нефти.

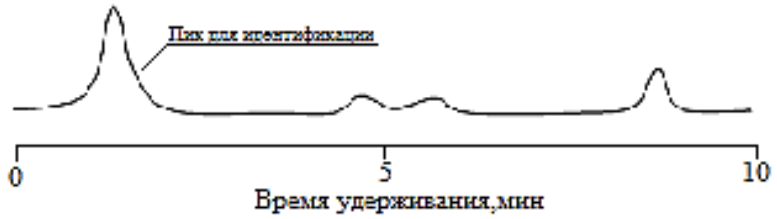


Рис. 1. Хроматограмма образца экстракта нефти способом «холодной» экстракции бидистиллированной водой

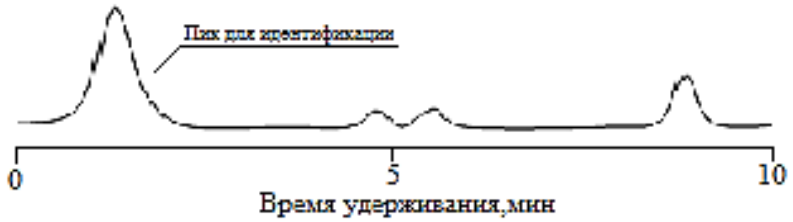


Рис. 2. Хроматограмма образца экстракта нефти способом «горячей» экстракции бидистиллированной водой

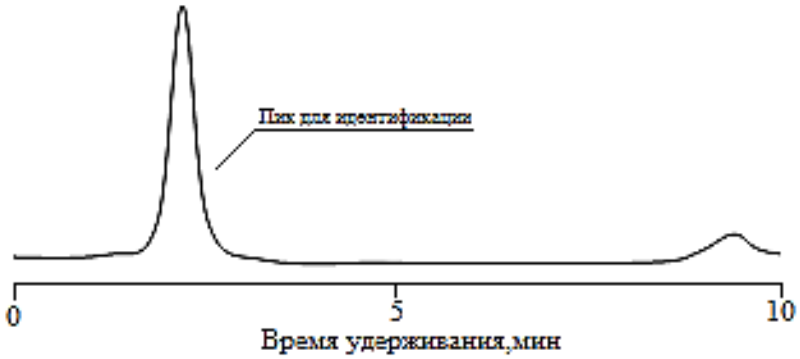


Рис. 3. Хроматограмма образца экстракта нефти способом «холодной» экстракции раствором элюента

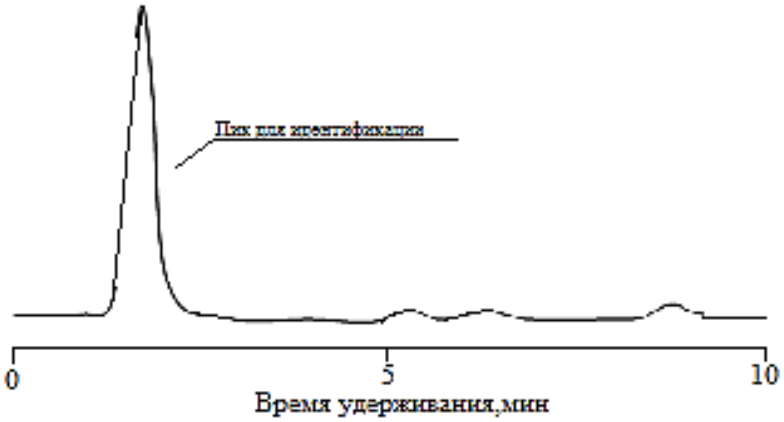


Рис. 4. Хроматограмма образца экстракта нефти способом «горячей» экстракции раствором элюента

Результаты изучения экстракционного извлечения анионов органических кислот представлены в табл. 1.

Таблица 1

Изучение условий экстракционного извлечения

Состав экстракта	*T*,°C	Площадь пика, мВ·с
Бидистиллированная вода	20±2	1 233 168
	90±5	1 604 078
Раствор элюента	20±2	549 587
	90±5	866 207

Как видно из данных табл. 1, увеличение аналитического сигнала и, следовательно, концентрации анионов органических кислот наблюдается при использовании метода «горячей» экстракции по сравнению с «холодной». Причем аналитический сигнал при извлечении бидистиллированной водой выше, чем при экстракции раствором элюента.

Для идентификации полученного пика было определено время удерживания некоторых органических кислот на их модельных растворах, результаты определения представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты определения времени удерживания модельных растворов органических кислот

Название кислоты	Анион	Концентрация, ммоль/дм^3	Время удерживания, мин	Площадь пика, мВ·с
Муравьиная	$HCOO^-$	0,5	3,69	153 613
Уксусная	CH_3COO^-	0,5	2,59	623 784
Бензойная	$C_6H_5COO^-$	0,1	1,58	128 902

Исходя из данных табл. 2, ближе всего по времени удерживания является анион бензойной кислоты.

Таким образом, при определении анионов органических кислот в нефти методом ионной хроматографии рекомендуется извлечение бидистиллированной водой при температуре 90 °C.

Список литературы

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.

2. Медведева М.Л. Коррозия и защита. Оборудование при переработке нефти и газа. – М. : Наука, 2005. – 390 с.

3. Саакиян Л.С., Ефремов А.П. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. – М. : Недра, 1982. – 227 с.

4. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа. – Л. : Наука, 1985. – 96 с.

5. Шпигун О.А., Золотов Ю.А. Ионная хроматография и ее применение в анализе вод. – М. : МГУ, 1990. – 199 с.

6. Шведт Г. Хроматографические методы в неорганическом анализе. – М. : Мир, 1984. – 225 с.

УДК 62-462.3-408.7

ПРОКЛАДКА НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛОГРАДУСНЫХ ОТВОДОВ

М.К. Попов
Научный руководитель **О.Н. Петров**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

В данной работе выявлена и обоснована нецелесообразность использования вертикальных малоградусных отводов при надземной прокладке трубопровода. В данной работе отражены недостатки применения малоградусных отводов и показано их негативное влияние на состояние трассы трубопровода в условиях эксплуатации на Крайнем Севере. Отказ от использования малоградусных отводов обоснован соответствующими расчетами и выводами. По результатам данной работы выявляется положительный экономический и технологический эффект.

Основной составляющей промыслового трубопровода является линейная часть – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций.

Линейная часть трубопроводов прокладывается в разнообразных топографических, геологических, гидрогеологических и климатических условиях. Вдоль трассы промыслового трубопровода встречаются участки с различным рельефом местности, перепадами высот и различной несущей способностью грунтов (болота, скальные грунты, многолетнемерзлые грунты и т. д.).

В рассматриваемом районе трубопровод подвергается интенсивному воздействию перепадов температур, в результате чего возникает линейное расширение и, как следствие, знакопеременные нагрузки в околошовной зоне сварных швов, а в теле трубы происходят различные физические процессы.

В данной работе поставлена цель рассмотреть метод прокладки трубопровода без использования малоградусных отводов, а также дать анализ экономической эффективности данного технологического решения.

Ознакомившись с проектной документацией по строительству внутрипромысловых трубопроводов месторождения, мы обнаружили, что для вертикального повторения рельефа местности применяются отводы от 1 до 26°.

Месторождения расположены, где климат преобладает арктический, резкоконтинентальный, а годовой перепад температур составляет 100 °С, поэтому при работе трубопровода температура перекачиваемых продуктов

© Попов М.К., 2017

тоже колеблется, несмотря на теплоизоляцию трубы. Перепад температуры перекачиваемой жидкости составляет: $t_{\text{жид min}}$ = 16 °С при $t_{\text{возд.}}$ = –39 °С; $t_{\text{жид max}}$ = 30 °С при $t_{\text{возд.}}$ = 26 °С. Отсюда следует вывод, что перепад температур Δt = 30 – 16 = 14 °С (измерение температуры перекачиваемой жидкости производилось при пропуске через очистные устройства). При таком перепаде температур значительную роль играет линейное расширение трубопровода [1].

Рассмотрим расчет линейного расширения трубопровода на участке 167 м от неподвижной опоры до П-образного компенсатора. На данном участке трубопровода имеются два отвода 3 и 2°.

Согласно формуле линейного расширения трубопровода

$$\Delta L = \alpha \cdot L \cdot \Delta t, \qquad (1)$$

где α – коэффициент теплового расширения, α = 13 · 10^{-6} °C^{-1} ; L – длина участка трубопровода, мм.; Δt – перепад температур.

Линейное расширение, поглощаемое компенсатором, должно составлять $\Delta L_{\text{общ}} = 0{,}000013 \cdot 167\,000 \cdot 14 = 30{,}4$ мм , но так как на данном участке смонтированы малоградусные отводы, то данное линейное расширение разделяется на участки. Разделение на участки произошло из-за того, что трубопровод «принудительно» заставили повторить изгиб рельефа местности, а отвод не может передать линейное расширение дальше по трубе, а только переместится на расстояние линейного расширения, тем самым изменит местоположение отвода. Независимо от направления потока жидкости линейное расширение будет направлено от неподвижной опоры в сторону компенсатора. В нашем случае первый участок от неподвижной опоры до первого отвода составит 52 м [2].

Отсюда следует, что линейное расширение на данном участке $\Delta L_1 = 0{,}000013 \cdot 52\,000 \cdot 14 = 9{,}464$ мм, а это значит, что первый отвод сместится в сторону компенсатора на данное расстояние. Аналогичный процесс произойдет на втором участке, со вторым отводом $\Delta L_2 = 0{,}000013 \cdot 35\,000 \cdot 14 = 6{,}37$ мм.

Линейное расширение будет компенсироваться расстоянием перемещения отводов. Отводы, перемещаясь, изменяют угол трубопровода, а это, в свою очередь, создает нагрузки в сварном шве и околошовной зоне малоградусного отвода и трубопровода в целом. Данные зоны становятся концентраторами напряжений и влекут за собой образование трещин, а также изгибающего момента на трубопроводе, что приводит к изгибу и оказывает давление на опоры. При прокладке трубопровода методом упругого изгиба линейное расширение полностью поглощается компенсатором.

Согласно проекту компенсатор должен поглощать линейное расширение $\Delta L_{\text{общ}} = 30{,}4$ мм, но так как на участке установлены малоградусные

отводы, происходит разделение нагрузки, что приводит к изменениям линейного расширения на участке L_3. Данное расширение составит $\Delta L_3 = 0{,}000013 \cdot 80\,000 \cdot 14 = 14{,}56$ мм.

Из вышеприведенных расчетов можно сделать вывод, что малоградусные отводы не только нивелируют работу компенсатора, но и создают знакопеременные нагрузки в трубопроводе, опорах, в околошовной зоне и сварном шве отвода и трубы [3].

Рассмотрим участок внутрипромыслового трубопровода диаметром 720 мм и длиной 5 790 м. На данном участке согласно проекту смонтированы 18 малоградусных отводов от 1 до 3°. В табл. 1 приведена стоимость отводов.

Таблица 1

Затраты на прокладку трубопровода с использованием малоградусных отводов

Показатели	Стоимость, руб.
Техника	658 800
Вспомогательное оборудование	541 000
Затраты на материалы для монтажа отводов	41 544
Заработная плата	399 168
Страховые взносы и травматизм	121 347
Стоимость малоградусных отводов	7 033 166
Итого	8 392 424

Таблица 2

Затраты на прокладку трубопровода без использования малоградусных отводов

Показатели	Стоимость, руб.
Техника	329 400
Вспомогательное оборудование	541 000
Затраты на материалы	20 772
Заработная плата	199 584
Страховые взносы и травматизм	60 674
Итого	1 151 430

Сравнив данные, представленные в табл. 1, 2, можно сделать следующий вывод: при использовании малоградусных отводов в конструкции трубопровода время производства сварочно-монтажных работ увеличивается с 54 до 108 ч за счет того, что количество сварных швов увеличивается в два раза. Соответственно при увеличении временных затрат затраты на аренду техники и оплату труда рабочих растут прямо пропорционально времени производства работ [4].

При способе прокладки трубопровода без использования малоградусных отводов снижаются затраты на аренду техники, покупку материалов, оплату труда рабочих, страховые взносы и из-за отсутствия необходимости в покупке малоградусных отводов, которые являются дорогостоящими штучными изделиями, выявляется положительный экономический эффект в размере 7 240 995 руб.

В ходе выполнения данной научной работы было выявлено, что применение малоградусных отводов, по нашему мнению, ошибочно как с экономической точки зрения, так и с точки зрения надежности трубопровода. После выполнения необходимых расчетов можно сделать вывод, что малоградусный отвод является слабым звеном конструкции трубопровода. Такой отвод не может передавать линейные расширения по телу трубы и пытается компенсировать его расширения самостоятельно, тем самым создавая нагрузки в околошовной зоне и сварном шве отвода и трубопровода. На этом отрезке трубы между отводами создается изгибающий момент и образуется знакопеременная нагрузка на опоры.

Использование малоградусных отводов ведет к увеличению риска аварийных отказов трубопровода, сроки ремонта увеличиваются за счет времени изготовления отвода данных параметров и транспортировки его на месторождение.

Решением данной проблемы является отказ от использования малоградусных отводов и прокладка трубопровода за счет упругого изгиба трубопровода. При упругом изгибе линейные расширения будут полностью передаваться на компенсатор, пропадет изгибающий момент и, как следствие, знакопеременные нагрузки на опоры.

При упругом изгибе снижаются затраты на прокладку трубопровода из-за того, что отсутствует необходимость в покупке малоградусных отводов, которые являются дорогостоящими штучными изделиями. В итоге снижается металлоемкость и стоимость проекта и повышается надежность трубопровода.

Список литературы

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01–99*. – Введ. 01.01.2013. – М., 2013.

2. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07–85*. – Введ. 20.05.2011. – М., 2011.

3. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – М .: Миннефтегазстрой, 1990. – 96 с.

4. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. – М. : Миннефтегазстрой, 1990. – 78 с.

УДК 628.16.086.4

ПРИМЕНЕНИЕ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ю.Г. Серебреникова, К.А. Кривотулова
Научные руководители: **Н.Н. Лысянникова**, канд. техн. наук;
А.В. Лысянников, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

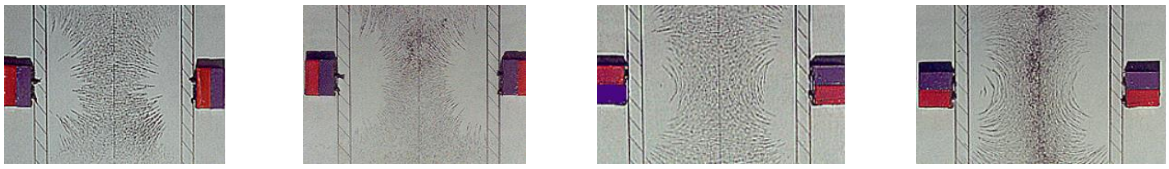
С целью повышения качества нефти и нефтепродуктов на этапах её добычи и переработки производят их очистку от различных примесей, солей, серы, углеводородного газа и воды, содержащей растворенные газы, обладающие высокой коррозийной активностью и обуславливающие коррозию трубопроводов и технологического оборудования [1]. Для решения этих задач углеводородное сырье подвергают следующим видам обработки: механической (отстаивание, фильтрация, центрифугирование); химической (применение деэмульгаторов-ингибиторов коррозии и т. д); электрической (путем обезвоживания в электродегидраторах и обессоливания в электрообессолевающих установках), а также их комбинации. Данные методы не обеспечивают требуемого качества нефти, остаточное содержание хлористых солей достигает 3–5 мг/л, а воды – до 0,1 % при нормативах содержания хлоридов 1– 3 мг/л [2]. Для обеспечения высокой эффективности процессов обессоливания и обезвоживания необходимо оптимизировать технологические параметры и модернизировать оборудование, что требует значительных финансовых вложений. Перспективным методом, не требующим значительных затрат, является физическое воздействие на нефть путем обработки в магнитном поле с помощью специальных магнитоактиваторов (МА).

Анализ магнитных устройств позволил выявить следующее [3]:

- магнитные системы, как правило, являются источниками двух или более магнитных полей разной полярности в направлении, перпендикулярном потоку обрабатываемой жидкости;
- магнитные поля действуют на жидкость в течение секунд, а физико-химические реакции и процессы в ней протекают после магнитной обработки с длительным временем релаксации в исходную структуру.

Магнитную обработку можно проводить переменными и постоянными магнитными полями [4]. Переменные магнитные поля имеют два направления: перпендикулярно потоку жидкости и вдоль потока жидкости.

© Серебреникова Ю.Г., Кривотулова К. А., 2017



а *б* *в* *г*

Рис. 1. Расположения постоянных магнитов относительно потока жидкости

Постоянное магнитное поле создается парами постоянных магнитов, причем направление магнитного поля можно подразделить на 4 типа: N-S–магниты расположены перпендикулярно потоку (рис. 1, *а*), N-N–магниты расположены перпендикулярно потоку (рис. 1, *б*), N½S–магниты расположены параллельно потоку (рис. 1, *в*), N½N–магниты расположены параллельно потоку (рис. 1, *г*).

Различное расположение магнитов оказывает положительное влияние на обрабатываемую водонефтяную эмульсию, снижая обводненность и вязкость нефти, а расположение МА оказывает влияние на ресурс оборудования и объем добываемой нефти:

- при установке МА перед насосами снижается объем отложений неорганических солей на поверхности рабочих органов, что в итоге снижает их износ и увеличивает межремонтный период;
- при установке МА в насосно-компрессорные трубы на глубине 500–600 м увеличивается средний межремонтный период скважин, исключается химическая обработка скважин, увеличивается объем добываемой нефти из одной скважины;
- при установке МА в начале магистрального трубопровода исключаются асфальто-смоло-парафиновые отложения на стенках труб [5].

Магнитная обработка потока нефти в скважине предотвращает осаждение солей и других примесей на поверхностях оборудования и коагулирует их; кроме того, укрупненные частицы можно удалить с помощью специальных устройств, а также можно удалить ферромагнитные частицы размером менее 0,5 мкм, что практически невозможно осуществить другими способами очистки.

Водные эмульсии в нефти трудно разрушаются даже с помощью деэмульгаторов, а при магнитной поляризации происходит ускоренная коагуляция, коалесценция и, как следствие, ускоренный отстой (рис. 2).



а *б*

Рис. 2. Водонефтяная эмульсия: *а* – до магнитной обработки; *б* – после магнитной обработки

При магнитной обработке происходит увеличение обезвоживания водонефтяной эмульсии на 5–30 % и снижение расхода деэмульгатора в 1,3–2 раза по сравнению с традиционными технологиями [6].

Магнитная обработка позволяет интенсифицировать процесс отбензинивания и регулировать фракционный состав нефтепродуктов [6], при магнитной обработке скважинной продукции увеличивается объем добываемой нефти, средние межремонтный и межочистной периоды скважин [7].

При прохождении потока топлива (дизельные и бензиновые топлива, мазут) через магнитный туннель, установленный в топливоподающую аппаратуру автомобиля, изменяется его структура (рис. 3) [2], происходит уменьшение средних размеров капель во время распыла, в результате улучшается равномерность сгорания смеси, снижается расход топлива и значительно уменьшается (до 70 %) количество экологически вредного монооксида углерода [2].

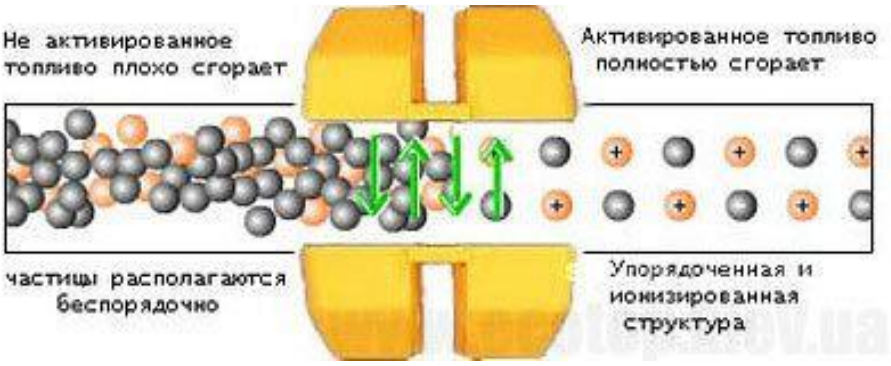


Рис. 3. Изменение структуры топлива
при прохождении через магнитный туннель

Проведенный анализ показал, что обработка магнитным полем нефти и нефтепродуктов положительно сказывается на эксплуатационных характеристиках углеводородного сырья; кроме того, такой метод более экологичен и экономичен. Разработка новых эффективных устройств магнитной обработки жидкости является перспективным направлением. С целью повышения эффективности магнитной обработки жидкости проведен патентно-информационный анализ устройств для магнитной обработки жидкости [7, 8]. Недостатком данных устройств является невысокая эффективность магнитной обработки жидкости из-за недостаточного контакта жидкости с магнитным полем внутри корпуса и зависимости от геометрических параметров потока жидкости. Изображение предлагаемой конструкции представлено на рис. 4 [9].

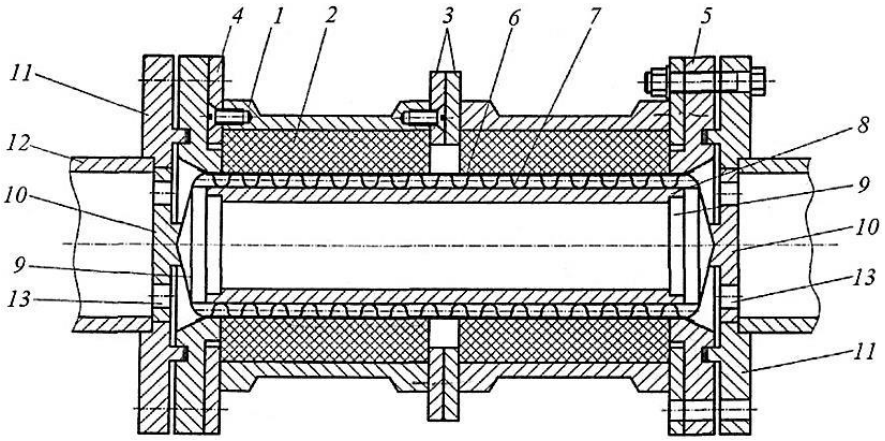


Рис.4. Устройство магнитной обработки жидкости

Устройство подсоединяется к трубопроводу, по которому транспортируется жидкость, подлежащая магнитной обработке. После монтажа к обмоткам статоров подводится переменное напряжение, создающее в сердечниках 2 вращательное магнитное поле, направление которого может изменяться за счет изменения фазы напряжения. Жидкость, подлежащая магнитной обработке, подается через отверстия 13 упора 10 и протекает по винтовым впадинам гофрированного цилиндра 7, приобретая вращательное движение. Вращательное движение жидкости может совпадать с направлением магнитного поля или направлено встречно. Жидкость, протекая через гофрированный цилиндр 7, подвергается многократному воздействию импульса переменного магнитного поля и продолжительному воздействию за счет вращения и увеличения пути движения, выходит в магистральный трубопровод через отверстия 13 упора 10, установленного во фланце 11. Выбор режима работы устройства осуществляется регулировкой подачи жидкости, а также изменением направления вращения магнитного поля.

Преимущество разработанного устройства для магнитной обработки жидкости с двумя статорами заключается в том, что повышается эффективность обработки жидкости в магнитном поле, так как увеличивается время воздействия импульса переменного магнитного поля, длина пути, а также обеспечивается возможность создания переменного магнитного поля в статорах с разным направлением его вращения.

Список литературы

1. Производственное объединение Химстальколькомплект // Магнитные активаторы для нефтедобычи. – Режим доступа: http://metalopt.ru/production/magnets/water-processin (дата обращения 05.04.17).

2. Аксютина Л.Е., Пивоварова Н.А. Применение магнитных полей в нефтяной и нефтегазовой промышленности // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2004. – № 4. – С. 77–81.

3. Результаты использования магнитных индукторов обработки нефти при ее добыче и транспорте / В.И. Бородин, Е.Н. Тарасов, В.Р. Драчук [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – Режим доступа: http://mion96.ru/katalog/publikacii/zhurnal-neftyanoe. (дата обращения: 26.03.17).

4. Аппараты для магнитной обработки жидкостей : учеб. пособие / Н.В. Инюшин, Е.И. Ишемгужин, Л.Е. Каштанова [и др.]. – М. : Гос. изд-во науч.-техн. лит. «Реактив», 2000.

5. Такаева М.А., Мусаева М.А., Ахмадова Х.Х. Интенсификация процессов подготовки и переработки грозненских нефтей и тяжелого углеводородного сырья под действием магнитного поля // Нефтегазовое дело, 2011. № 3. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Takaeva/Takaeva_2.pdf (дата обращения 04.04.17).

6. Чернова К.Д. Совершенствование методов подготовки углеводородного сырья для процессов нефтехимии и нефтепереработки : автореф. дисс. … канд. техн. наук. – Уфа, 2006.

7. Пат. № 865832 СССР. Устройство для магнитной обработки жидкости. № 2875006/29-26; заявл. 25.01.1980; опубл. 27.10.2004.

8. Пат. № 2238910, Росс. Федерация. Способ магнитной обработки жидкости и устройство для его осуществления. № 2003136448/15; заявл. 16.12.2003; опубл. 27.10.2004, Бюл. № 30.

9. Пат. № 2490214 Росс. Федерация. Устройство для магнитной обработки жидкости. № 2012114325/05; заявл. 11.04.2012; опубл. 20.08.2013, Бюл. № 23. – 6 с.

УДК 665.7.038

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В.Р. Синюта
Научный руководитель **Н.Ф. Орловская**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

Актуальным является совершенствование процесса каталитической депарафинизации с использованием метода математического моделирования на основе учета закономерностей процесса, позволяющего выработать рекомендации по регулированию технологических условий процесса депарафинизации дизельных фракций для достижения оптимального выхода продукта и соблюдения норм по низкотемпературным характеристикам при изменении углеводородного состава сырья.

В настоящее время на отечественных нефтеперерабатывающих предприятиях наблюдается тенденция повышения эффективности использования ресурсов. Учитывая многофакторность проблемы повышения ресурсоэффективности, а именно зависимость результатов процесса от состава сырья, технологических условий, активности катализаторов, контроля углеводородного состава дизельных топлив, необходимо применять системный анализ к решению поставленных проблем.

Метод математического моделирования, основанный на системном анализе, хорошо зарекомендовал себя в качестве инструмента решения таких многофакторных задач нефтепереработки. Используя модель промышленного реактора, можно с высокой точностью прогнозировать поведение исследуемой системы при изменении состава сырья или технологического режима, а также проводить необходимое количество исследований без вмешательства в работу установки [6].

Основными способами получения зимних ДТ являются [3, 4]:

- понижение температуры конца кипения;
- добавление в летнее ДТ низкооктанового бензина;
- добавление в летнее ДТ керосина;
- добавление в летнее ДТ различных присадок (в основном депрессорно-диспергирующих).

При организации производства низкозастывающих ДТ с ультранизким содержанием серы нефтеперерабатывающим предприятиям необхо-

© Синюта В.Р., 2017

димо одновременно решать две сложные задачи: поддержание высокого выхода продуктов при сохранении требуемого качества и минимизацию затрат ресурсов.

В последние годы всё большее распространение на НПЗ России находит процесс каталитической депарафинизации [2]. В АО «АНПЗ ВНК» функционирует установка гидроочистки дизельного топлива, совмещенная с процессом депарафинизации (секция 300/1 комбинированной установки ЛК-6Ус).

Целью проекта является повышение эффективности работы установки каталитической депарафинизации дизельного топлива с применением компьютерной моделирующей системы, применимой для мониторинга и оптимизации процесса.

Механизм целевой реакции гидрокрекинга н-парафинов с последующей изомеризацией через стадию образования олефинов и и-парафинов показывает, что селективность данных реакций в значительной степени зависит от количества водорода, а также от ряда технологических параметров, таких как температура, расход сырья. Избыток водорода тормозит реакцию дегидрирования н-парафинов, недостаток водорода приводит к смещению равновесия реакции в сторону образования олефинов.

Кроме целевых реакций гидрокрекинга и гидроизомеризации, в процессе каталитической депарафинизации протекает ряд побочных реакций (рис. 1): циклизация и-парафинов, гидрирование моноароматических углеводородов, гидрирование полиароматических углеводородов, образование кокса, образование меркаптанов, где $k_j k_{-j}$ – константы скоростей j-й прямой и обратной реакций.

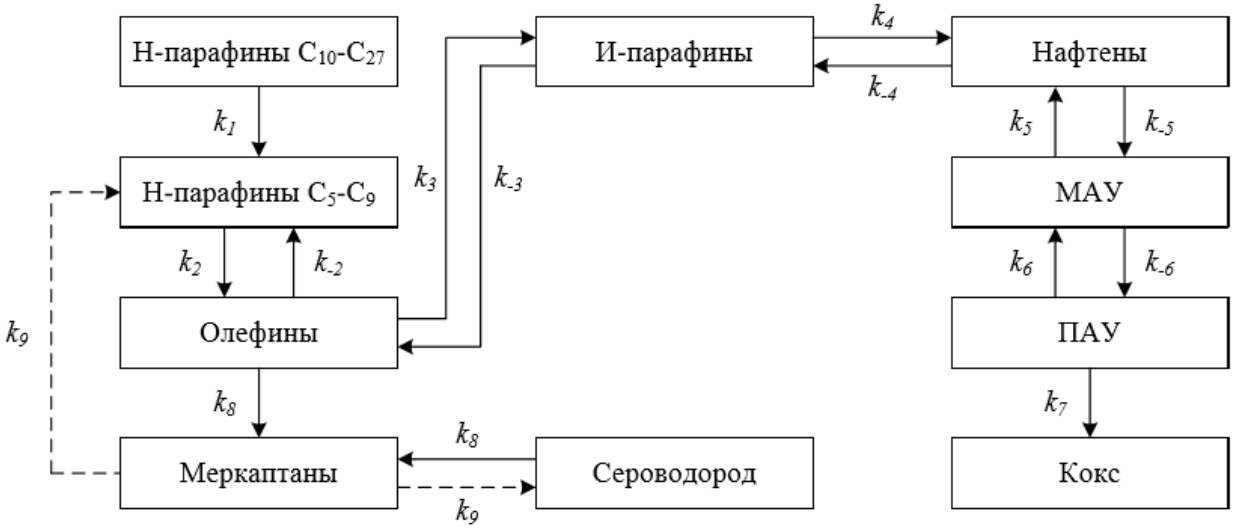


Рис. 1. Схема превращений углеводородов в процессе каталитической депарафинизации (сплошные линии – реакции на катализаторе депарафинизации, пунктирные – на катализаторе гидроочистки)

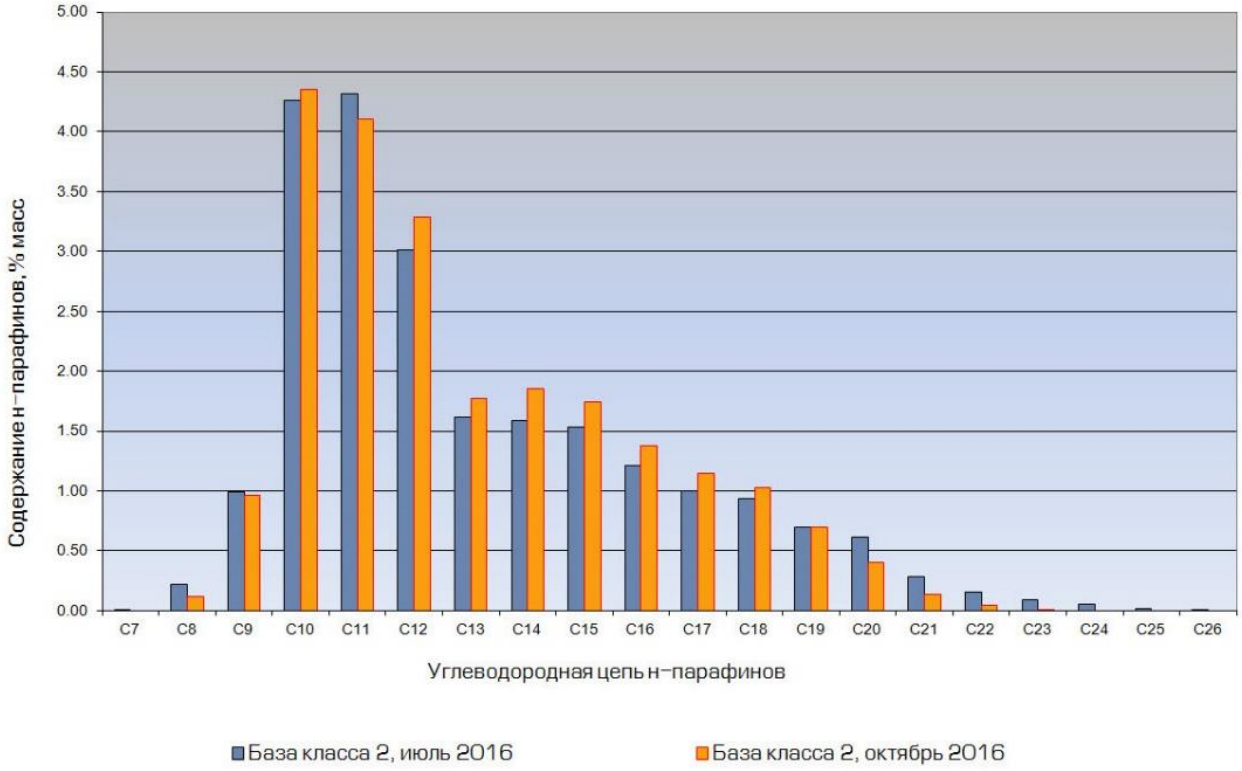


Рис. 2. Молекулярно-массовое распределение н-парафинов
в образцах компонентов зимнего дизельного топлива ЕВРО, класс 2

Наличие и количество определённых групп н-парафинов, содержащихся в компонентах и смесевых топливах, оказывают влияние на эффективность депрессорно-диспергирующих присадок. Для понимания их роли они разбиты на области согласно своему назначению (рис. 2):

- $C_{начало}$–C_{11} показывает наличие керосина (легкорастворимые н-парафины);
- C_{12}–C_{17} отвечает за ПТФ топлива с присадкой (содержит часть керосина);
- C_{18}–C_{22} и C_{23}–$C_{конец\ цепи}$ отвечают за ПТФ топлива с присадкой и стабильность при холодном хранении (труднорастворимые тяжёлые н-парафины, кристаллизующиеся и осаждающиеся первыми).

Топливо богато также углеводородами изостроения и моноциклическими аренами, которые являются растворителями высококипящих алканов [5].

Низкотемпературные свойства регулируются фракционным составом дизельного топлива. Так, для получения дизельного топлива с температурой помутнения –25 °С и температурой застывания –35 °С требуется снизить температуру конца кипения с 360 до 320 °С, а для топлива с температурой помутнения –35 °С и температурой застывания –45 °С – до 280 °С, что приводит к сокращению отбора дизельного топлива от сырой нефти с 42 до 30,5 и 22,4 % соответственно [1].

В работе [1] показано, что при увеличении суммарного содержания твердых углеводородов в летнем дизельном топливе с 5 до 30 % масс. их

температура застывания повышается на 13 °С: с –15 до –2 °С. В зимнем и арктическом дизельном топливе даже небольшое содержание н-парафинов C_{15}–C_{18} (2 % масс.) заметно повышает температуру помутнения и мало сказывается на температуре застывания и предельной температуре фильтруемости. Так, в работе [7] описано, что причиной подобного поведения температуры помутнения и фильтруемости дизельного топлива может быть невысокая вязкость в области низких температур, менее 106 $м^2/с$.

В ходе проведённых исследований (январь 2016 г.) было установлено следующее [5]:

1. Компоненты дизельного топлива ГО УФС : лёгкое ДТ с К-103/2 и тяжёлое ДТ с К-103/3 – имеют узкий фракционный состав, т. е. диапазон выкипания (90–20 %) топлив равен 66 и 36 °С, хвостовая фракция (К.К. – 90 %) составляет 16 и 7 °С соответственно. Кроме того, доля высокозастывающих н-парафинов в области C_{18}–C_{22} и C_{23}–$C_{конец\ цепи}$ в тяжёлом ДТ с К-103/3 составляет 21,35 % масс. из общего количества, равного 24,14 % масс. Это свидетельствует об ограниченной возможности вовлечения данного компонента в состав дизельного топлива независимо от марки топлива.

2. Сравнение приемистости дизельного топлива УФС до и после гидроочистки установки ЛК-6УС к депрессорно-диспергирующим присадкам показало, что она одинакова и процесс гидроочистки не оказывает на неё влияния.

Так, известным фактом является то, что н-алканы обладают наиболее высокими показателями по цетановому числу, поэтому улучшают показатель воспламеняемости. В то же время присутствие н-алканов в составе топлива ухудшает его низкотемпературные свойства. Изо-алканы обладают лучшими низкотемпературными свойствами по сравнению с н-алканами с тем же числом атомов углерода, однако заметно ухудшают показатели воспламеняемости.

Таким образом, знание углеводородного состава топлив является необходимым условием получения современных высококачественных топлив и важным инструментом для быстрого реагирования при изменении их качественного состава. В настоящее время контролируемым параметром по ГОСТ 32511–2013 является только содержание полициклических ароматических углеводородов, что явно недостаточно для характеристики функциональных свойств топлив, не говоря уже о создании смесевых топлив оптимального состава.

Применение программы позволит повысить точность и корректность при планировании исходных данных; прогнозировать минимальные изменения и снизить отклонения факта от плана; проводить оперативную корректировку расхода присадок при изменении углеводородного состава сырья; снизить запас и увеличить скорость предоставления достоверных результатов.

Список литературы

1. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив : монография / С.Г. Агаев, А.М. Глазунов, С.В. Гультяев, Н.С. Яковлев. – Тюмень : ТюмГНГУ. – 2009. – 145 с.

2. Буров Е.А. Исследование эффективности действия функциональных присадок в дизельных топливах различного углеводородного состава : дисс. … канд. хим. наук. – М., 2015. – 152 с.

3. Дружинин О.А., Коновальчиков О.Д., Хавкин В.А. Деструктивные процессы гидрогенизационного облагораживания дизельных дистиллятов // Наука и технология углеводородов. – 2003. – № 1. – С. 71–74.

4. Опыт модернизации производства дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными характеристиками / Ю.М. Касюк, О.А. Дружинин, Д.А. Мельчаков [и др.] // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 3. – С. 3–8.

5. Технический отчёт о результатах совместных исследований приемистости дизельного топлива производства АО «АНПЗ ВНК» к депрессорно-диспергирующим присадкам марки Додифлоу фирмы Клариант. – М., 2016. – 21 с.

6. Оптимизация углеводородного состава сырья на установках риформинга и гидродепарафинизации методом математического моделирования / С.А. Фалеев, Н.С. Белинская, Э.Д. Иванчина [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2013. – № 10. – С. 14–18.

7. Энглин Б.А. Применение жидких топлив при низких температурах. – М. : Химия, 1980. – 208 с.

8. Оптимизация углеводородного состава сырья на установках риформинга и гидродепарафинизации методом математического моделирования / С.А. Фалеев, Н.С. Белинская, Э.Д. Иванчина [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2013. – № 10. – С. 14–18.

9. Дружинин О.А., Коновальчиков О.Д., Хавкин В.А. Деструктивные процессы гидрогенизационного облагораживания дизельных дистиллятов // Наука и технология углеводородов. – 2003. – № 1. – С. 71–74.

УДК 735.29

ПОИСК НОВЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

С.С. Скобова
Научный руководитель **В.П. Твердохлебов**, д-р хим. наук
Сибирский федеральный университет

Нефтегазоперерабатывающая промышленность является одной из экономически наиболее значимых составляющих топливно-энергетического комплекса любого государства. Природный газ является дешевым энергетическим и бытовым топливом. Перегонкой нефти получают автомобильные бензины, керосин, реактивное, дизельное и котельное топливо. При переработке нефти вырабатывают парафин, сажу для резиновой промышленности, нефтяной кокс, многочисленные марки битумов для дорожного строительства и другие товарные продукты. Нефть и углеводородные газы – универсальное сырье для производства огромного количества химических продуктов. Следовательно, без продуктов переработки нефти и газа трудно представить жизнь современного человека [2].

Нефтеперерабатывающая промышленность – довольно-таки сложный технологический процесс, основанный как на физических (первичной), так и на технических (вторичной) методах переработки.

Вторичная переработка нефти проводится путём термического или химического каталитического расщепления продуктов первичной нефтеперегонки для получения большего количества бензиновых фракций, а также сырья для последующего получения ароматических углеводородов – бензола, толуола и других. Одна из самых распространенных технологий этого цикла – крекинг (англ. cracking – расщепление).

Основными преимуществами каталитического крекинга перед термическим являются более высокая скорость реакции в присутствии катализатора и большая ценность получаемых продуктов, а именно меньший выход метана, этана и диенов при более высоком выходе углеводородов C_3 и C_4 (особенно изобутана), а также ароматических углеводородов, олефинов с разветвленной цепью и изопарафинов. Антидетонационные свойства бензинов каталитического крекинга значительно выше, чем бензинов термокрекинга.

Однако термокаталитические процессы протекают при высоких температурах (300–800 °С), что приводит к значительной деструкции углево-

© Скобова С.С., 2017

дородов (газ, низкомолекулярные углеводороды) и, соответственно, к снижению выхода более ценных углеводородных фракций [3]. В связи с этим поиск новых катализаторов, позволяющих снизить температуру крекинга, является актуальной задачей.

В настоящее время в мире существует большое число промышленных катализаторов крекинга, одни из них позволяют проводить процесс с максимальным выходом бензина, другие – обеспечивают получение бензина с повышенным октановым числом, третьи – рассчитаны на переработку тяжелого нефтяного сырья, в том числе нефтяных остатков, и имеют высокую устойчивость к отравлению тяжелыми металлами. Промышленные катализаторы крекинга должны удовлетворять следующим требованиям:

- обладать высокой активностью и стабильностью при переработке нефтяного сырья;
- иметь высокую устойчивость к отравлению тяжелыми металлами;
- обладать высокой механической прочностью и насыпной плотностью (для снижения количества катализатора, теряемого через циклоны).

Катализаторы каткрекинга – это сложные многокомпонентные системы, состоящие из матрицы (носителя), активного компонента (цеолита) и вспомогательных активных и неактивных добавок.

Матрица катализаторов выполняет функции как носителя, на котором затем диспергируют основной активный компонент и вспомогательные добавки, так и слабого кислотного катализатора предварительного (первичного) крекирования высокомолекулярного исходного нефтяного сырья.

Активным компонентом катализаторов крекинга является цеолит, который позволяет осуществлять вторичные каталитические превращения углеводородов сырья с образованием конечных целевых продуктов. Цеолиты представляют собой алюмосиликаты с трехмерной кристаллической структурой:

$$Me_{2/n}O \cdot Al_2O_3 \cdot xSiO_2 \cdot yH_2O,$$

где n – валентность катиона металла Me; x – мольное соотношение оксидов кремния и алюминия; y – число молей воды.

Недостатком всех цеолитов является их не очень высокая механическая прочность в чистом виде, и поэтому они в качестве промышленного катализатора не используются. Обычно их вводят в диспергированном виде в матрицу катализаторов в количестве 10–20 % масс.

Вспомогательные добавки улучшают или придают некоторые специфические физико-химические и механические свойства цеолитсодержащим алюмосиликатным катализаторам крекинга (ЦСК). Современные и перспективные процессы каткрекинга требуют улучшения и оптимиза-

ции дополнительно таких свойств ЦСК, как износостойкость, механическая прочность, текучесть, стойкость к отравляющему воздействию металлов, сырья и т. д., а также тех свойств, которые обеспечивают экологическую чистоту газовых выбросов в атмосферу.

Ниже приводится перечень наиболее типичных вспомогательных добавок:

- в качестве промоторов, интенсифицирующих регенерацию закоксованного катализатора, применяют чаще всего платину, нанесенную в малых концентрациях (< 0,1 % масс.) непосредственно на ЦСК или на окись алюминия, с использованием как самостоятельной добавки к ЦСК. Применение промоторов окисления на основе платины позволяет значительно повысить полноту и скорость сгорания кокса;
- с целью улучшения качества целевых продуктов в последние годы стали применять добавки на основе цеолита ZSM-5, повышающие октановое число бензинов на 1-2 пункта;
- для снижения дезактивирующего влияния примесей сырья на ЦСК в последние годы весьма эффективно применяют технологию каталитического крекинга с подачей в сырье специальных пассиваторов металлов, представляющих собой металлоорганические комплексы сурьмы, висмута, фосфора или олова. Сущность эффекта пассивации заключается в переводе металлов, осадившихся на катализаторе, в неактивное состояние [1].

Таким образом, целью работы является поиск новых каталитических систем для термического разложения углеводородов. В качестве опытных образцов использовались парафин C_{16}–C_{20} (по ГОСТ 23683–89) и металлоорганическое соединение, содержащее железо Fe^{2+}, а в качестве промотора катализатора использовали серную кислоту в следовом количестве.

С целью определения поведения выбранной системы «парафин – катализатор» в термодинамических условиях был проведен дериватографический анализ. Поскольку в работе использовался принципиально новый катализатор, необходимо было подобрать такие условия, при которых его свойства будут наиболее благоприятно сказываться на протекании процесса. Таким образом, для анализа было подготовлено несколько образцов: «парафин», «парафин – катализатор», «парафин – катализатор – промотор».

Условия проведения дериватографического анализа:

- образца «парафин»: температура 27–550 °С, скорость нагрева 6,2 °С/мин;
- образца «парафин – катализатор»: температура 29–630 °С, скорость нагрева 5,8 °С/мин;
- образца «парафин – катализатор – промотор»: температура 28–510 °С, скорость нагрева 6,4 °С/мин.

Результаты анализа дериватограмм представлены в таблице.

Таблица

Результат обработки дериватограмм опытных образцов

Характеристика	Образец «парафин»	Образец «парафин – катализатор»	Образец «парафин – катализатор – промотор»
Исходная масса образца $m_{исх}$, мг	501,55	500,7	500,0
Масса остатка образца $m_{ост}$, мг	0,7	0,85	4,6
Разность масс $\Delta m = m_{исх} - m_{ост}$, мг	500,85	499,85	495,4
Степень превращения, %	99,86	99,83	99,08
$t_{плав}$, °С	74,25	69,3	81,6
$t_{разл}$, °С	288,7	264,6	244,8
Время начала разложения, (скорость реакции) τ, мин	37,8	35,74	29,5

Данные дериватографического анализа позволяют сделать следующий вывод: при добавлении катализатора характер терморазложения парафина заметно изменяется (Δ = 24 °С), что говорит о работе вещества как возможного катализатора разложения. Снижение температуры плавления характеризует дисперсионный характер смеси продуктов, а температура разложения смеси «парафин – катализатор» указывает на возможное участие катализатора в процессе разложения.

Анализ приведенных в таблице данных показывает:

1. Степень превращения исследуемых образцов примерно одинакова (99,08–99,86 %).

2. При добавлении катализатора наблюдается снижение температур плавления и начала разложения, что указывает на участие катализатора в процессе.

3. Время начала разложения парафина значительно снижается при добавлении катализатора с промотором, что также свидетельствует о действии каталитической системы.

4. Полученные в ходе дериватографического анализа данные также указывают и на каталитическое действие добавок к катализатору.

Список литературы

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа : учеб. пособие. – Уфа : Гилем, 2002. – 672 с.

2. Леффлер У.Л. Переработка нефти : учеб. / пер. с англ. З.П. Свитанько. – М. : ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005. – 224 с.

3. Смидович Е.В. Технология переработки нефти и газа. Ч. 2. Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородных газов : учеб. – М. : Химия, 1980. – 328 с.

УДК 665.637.88

ПЕРЕХОД НА ПРОИЗВОДСТВО БИТУМОВ ПО ГОСТ 33133–2014 НА ПРИМЕРЕ АО «АНПЗ ВНК»

Д.В. Боровик, Е.В. Смирнова
Научный руководитель **Ф.А. Бурюкин**, канд. хим. наук
АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод "Восточной нефтяной компании"»
Сибирский федеральный университет

Главным событием 2016 г. для производителей битумов стало введение с первого сентября в действие нового стандарта Таможенного союза на выпуск битума – ГОСТ 33133–2014. Однако как оказалось, значительная часть отечественных производителей к этому не готова, во вновь принятом ГОСТе предъявляются требования только к одной позиции из перечисленных выше – к устойчивости к старению. Зато вновь принятый документ перегружен показателями, мало или совсем не влияющими на оценку качества битума. Также немаловажной проблемой получения качественных битумов с заданными требуемыми свойствами являются ухудшение и колебание качества сырья.

С каждым годом понижается качество западно-сибирской нефти за счет увеличения содержания серы, твердых парафинов, высококипящих фракций, а также расширения ассортимента присадок, используемых при нефтедобыче. Кроме того, частое изменение химического состава нефти также оказывает негативное влияние на технологию производства и качество получаемого дорожного битума. При постоянно изменяющемся качестве нефти становятся актуальными:

- сортировка сырья;
- оснащение установок блоками подготовки сырья и компаундирования при приготовлении товарной продукции.

Блок подготовки сырья

Основным фактором, осложняющим организацию стабильного производства битумов в соответствии с ГОСТ 33133–2014, является отсутствие блока подготовки сырья. Постоянство качества гудрона, поступающего на окисление, и соответствие его требованиям технологии играет определяющую роль в процессе получения новых марок дорожных битумов. В соответствии с результатами, полученными в ходе опытно-

© Боровик Д.В., Смирнова Е.В., 2017

промышленного пробега, определено, что для битума марки БНД 70/100 оптимальная вязкость сырья 35–45 с, для битума марки БНД 100/130 25–35 с. Указанная вязкость может быть обеспечена в фактических условиях действующего производства, однако стабилизация ее в требуемом узком диапазоне затруднена.

В свою очередь, качество гудрона, получаемого на вакуумном блоке, зависит от поступающего на установку мазута. Таким образом, для обеспечения стабильности процесса производства нефтебитумов необходимо обеспечить постоянство качества как гудрона, так и исходного мазута.

В целях усреднения качества мазута осуществлять его закачку на установку необходимо с использованием накопительных сырьевых резервуаров. В качестве буферных могут быть задействованы существующие резервуары Е-60/61. Для повышения степени однородности массы в объеме резервуара рекомендуется рассмотреть возможность оснащения их перемешивающими устройствами. Для усреднения качества гудрона предусмотреть монтаж резервуаров с мешалками на линии откачки гудрона с колонны К-1 в емкость Е-6. На рис. 1 представлена принципиальная схема блока подготовки сырья битумного блока комбинированной установки «ВТ-битумная».

Мазут (I) поступает на установку через буферные емкости Е-60/61, где поддерживается уровень заполнения не менее 50 %. Вход и выход мазута осуществляются через отдельные патрубки, расположенные в разных частях резервуара. Усреднение массы происходит в результате движения потока от входного (приемного) патрубка к выходному (раздаточному).

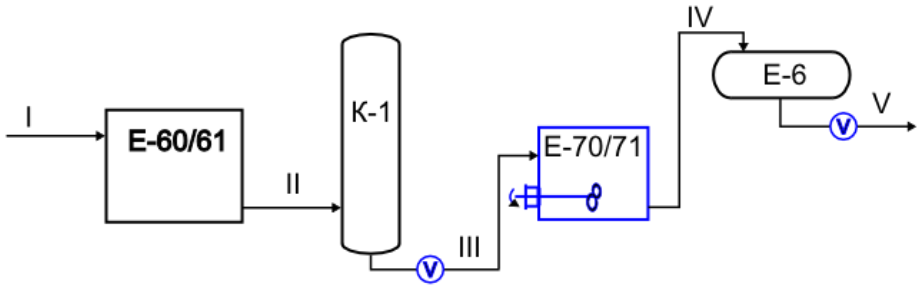


Рис. 1. Принципиальная схема блока подготовки сырья.
Потоки: I – мазут на установку; II – усредненный мазут в вакуумную колонну К-1;
III – гудрон в резервуар с перемешивающим устройством Е-70/71 (новый)
для усреднения; IV – усредненный гудрон в Е-6; V – усредненный гудрон из Е-6

Из емкостей Е-60/61 мазут (II) подается в вакуумную колонну К-1, где проводится перегонка мазута с получением дистиллятов и гудрона – сырья для битумного производства. На линии откачки гудрона из кубовой части колонны К-1 установлен поточный вискозиметр, показывающий в режиме реального времени значение кинематической вязкости перекачиваемого продукта. Установка поточного вискозиметра позволяет опера-

тивно реагировать на изменение вязкости гудрона и доводить ее до заданных значений за счет корректировки режима работы колонны К-1. Далее гудрон (III) поступает в емкость Е-70/71 (нов.), оснащенную мешалкой, для усреднения качества перед подачей на битумный блок. Усредненный гудрон (IV) закачивается в гудроновую емкость Е-6 и далее подается на окисление и компаундирование (при необходимости). После Е-6 также вмонтирован поточный вискозиметр для контроля вязкости усредненного гудрона, поступающего в реакторы.

Блок компаундирования

Важной стадией процесса производства битумов дорожных является компаундирование. При организации промышленного производства битумов в соответствии с ГОСТ 33133–2014, характеризующихся более узким диапазоном пенетрации по сравнению с битумами по ГОСТ 22245–90, данная стадия является рекомендательной, поскольку дает возможность корректировки качества получаемого продукта и доведения его до требований стандарта в ходе производственного процесса. Введение стадии компаундирования позволяет уменьшить зависимость качества товарного продукта от колебаний технологического режима и качества исходного сырья, а также в ряде случаев получить марки битумов, получение которых прямым окислением затруднено. Блок компаундирования может включать следующее основное оборудование: поточные смесители, резервуары с перемешивающими устройствами для усреднения состава товарных продуктов.

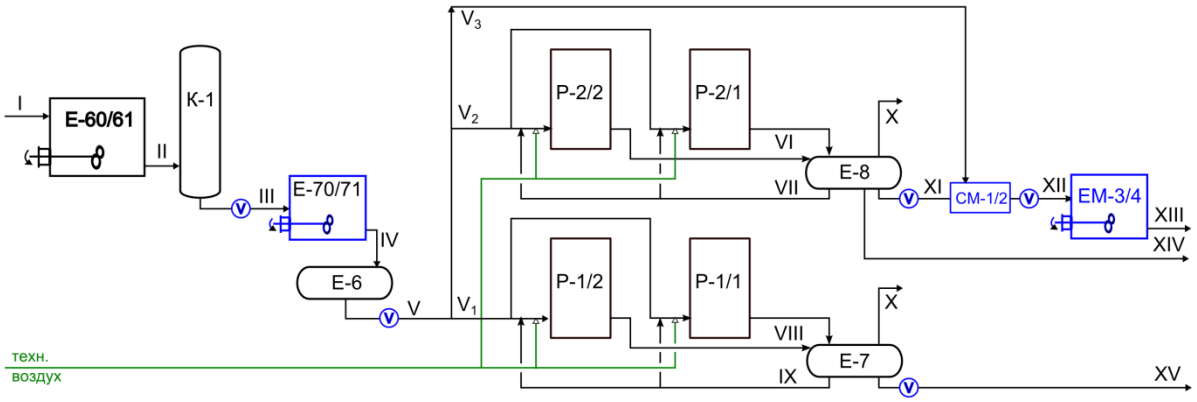


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема комбинированной установки «ВТ-битумная» для производства битумов по ГОСТ 33133–2014. Потоки: I – мазут на установку; II – усредненный мазут в вакуумную колонну К-1; III – гудрон в резервуар с перемешивающим устройством Е-70/71 (новый) для усреднения; IV – усредненный гудрон в Е-6; V – усредненный гудрон из Е-6: V_1 – на окисление в реакторы Р-1/1, Р1/2; V_2 – на окисление в реакторы Р-2/1, Р2/2; V_3 – на компаундирование в СМ-1/2; VI – окисленный дорожный битум; VII, IX – рециркулят; VIII – окисленный строительный битум; X – газы окисления; XI – дорожный битум/битумная основа; XII – компаундированный дорожный битум; XIII – компаундированный дорожный битум в товарный парк; XIV – дорожный битум прямого окисления в товарный парк; XV – строительный битум в товарный парк

Гудрон усредненного заданного качества разделяется на три потока (рис 2): 1) на окисление в реакторы Р-1/1, Р-1/2 для производства строительных битумов; 2) на окисление в реакторы Р-2/1, Р-2/2 для производства дорожных битумов; 3) на компаундирование в смеситель СМ-1/2 для производства компаундированных дорожных битумов. На смешение с гудроном перед каждым реактором подаётся рециркулят (часть окисленного битума) из испарителей Е-7, Е-8 и технологический воздух для окисления из заводской сети. Строительный битум (XV) из емкости-испарителя Е-7 поступает в товарный парк. Окисленный дорожный битум из емкости-испарителя Е-8 направляется либо напрямую в товарный парк (XIV), либо на компаундирование с исходным сырьем в смеситель СМ-1/2 (XI) и далее в емкость с мешалкой ЕМ-3/4 на усреднение (XII). Готовый компаундированный дорожный битум (XIII) из емкости ЕМ-3/4 подается в резервуары товарного парка.

Определение оптимального способа перемешивания применительно к узлам подготовки сырья и компаундирования битумной основы

В промышленной практике наиболее распространенным способом перемешивания является механический, осуществляемый в аппаратах с вращающимися мешалками. В качестве перемешивающего устройства выбрана мешалка НХ 63.00.000 серии Г. Мешалка предназначена для перемешивания в вертикальных резервуарах компонентов сырья – нефтепродуктов, в том числе гудронов и битумов, с целью усреднения их физико-химических характеристик. Место установки мешалки – люк резервуара.

Особенности установки мешалки серии НХ 63.00.000

Мешалки устанавливаются на люк первого пояса резервуара. Вал мешалки располагается параллельно днищу резервуара. Под воздействием затопленной струи от пропеллера продукт в резервуаре интенсивно перемешивается, имеющиеся донные отложения размываются. При повороте выходного вала мешалки с пропеллером на угол до 30° от нейтрального положения всему продукту в резервуаре придается вращательное движение, что позволяет выровнять характеристики продукта по всему объему резервуара. В составе мешалок применены взрывозащищенные электродвигатели. Для уплотнения вала мешалки используется торцовое уплотнение. Мешалка может комплектоваться приводом, который обеспечивает автоматизацию процесса поворота мешалки.

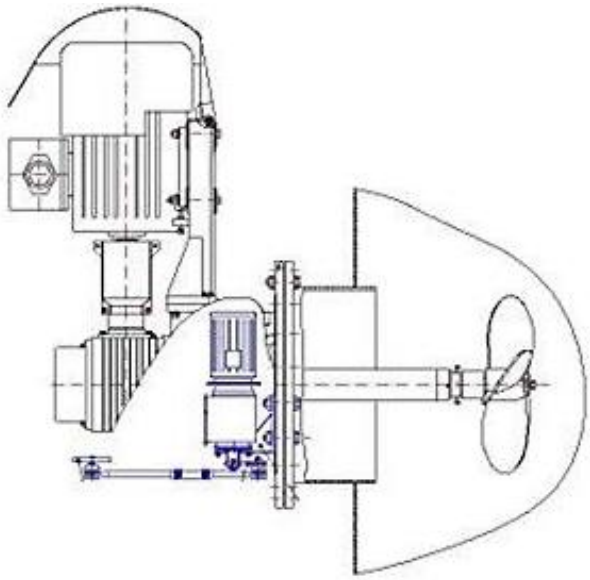


Рис. 3. Схематичное изображение
мешалки серии HX 63

Схематичное изображение мешалок серии HX 63 представлено на рис. 3.

Выводы

1. Подготовлена принципиальная технологическая схема производства битумов, соответствующих ГОСТ 33133–2014, применительно к существующему сырью. Схема включает введение двух дополнительных стадий производства: подготовки сырья и компаундирования.

2. Рассмотрены характеристики перемешивающего оборудования применительно к узлам подготовки сырья и компаундирования битумной основы.

Список литературы

1. Технологический регламент комбинированной установки ВТ-битумная АО «АНПЗ ВНК».

2. Худякова Т.С. О нормативных требованиях к дорожному битуму как материалу целевого назначения / ООО «Испытательный центр "Дорсервис"».

3. Режим доступа: http://cyberleninka.ru/article/n/o-normativnyh-trebovaniyah-k-dorozhnomu-bitumu-kak-materialu-tselevogo-naznacheniya.

4. Харес Шаалян Мушреф, Кутьин Ю.А., Теляшев Э.Г. Нефтяные дорожные битумы. Нормативы, качество, технологии, перспективы // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 6. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Moshref/Moshref_1.pdf

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ ВЕЩЕСТВ НА ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОРОЖНОГО БИТУМА МАРКИ БНД 90/130

О.В. Сотников
Научный руководитель **Е.И. Лесик**, канд. хим. наук
Сибирский федеральный университет

Проблема российских дорог заслуживает особенного внимания. Существует множество факторов, по которым дороги в Российской Федерации считаются объектами неудовлетворительного качества. Основной фактор – это сырьё, которое используется при строительстве дорог [3]. Используемые в России остаточные и окисленные битумы не всегда удовлетворяют предъявляемым к ним требованиям. Одним из эффективных методов получения качественных битумов является введение на стадии окисления гудрона модифицирующих добавок. Другим способом регулирования свойств является введение модифицирующих добавок в целевой продукт – битум. Целью введения модифицирующих добавок является формирование оптимальной надмолекулярной структуры битума.

В связи с этим идёт разработка технологий получения дорожного битума с оптимальным составом, выдерживающим требуемые динамические нагрузки и сложные климатические условия, а также технологий, которые позволят увеличить до 12 лет межремонтный срок эксплуатации автомобильных дорог.

Целью данной работы было исследование влияния смолисто-асфальтеновых веществ на технические характеристики битума.

Объекты исследования:

- АСПО резервуаров АО «АНПЗ ВНК»;
- гудрон АО «АНПЗ ВНК»;
- дорожный битум марки БНД 90/130 АО «АНПЗ ВНК».

Исследование группового состава АСПО, гудрона, товарного битума марки БНД 90/130 АО «АНПЗ ВНК» и модифицированных битумов производилось методами адсорбционно-жидкостной хроматографии и фракционирования асфальтенов и смол [1]. Исследование технических характеристик битумов производилось согласно общепринятым методикам: температура размягчения по кольцу и шару (КиШ) (ГОСТ 33142–2014); температура хрупкости по Фраасу (ГОСТ 33143–2014); пенетрация (ГОСТ 33126–2014); адгезионная способность (сцепление) с наполнителем (ГОСТ 12801–98), динамическая вязкость (на вискозиметре Брукфильда) (ГОСТ 1929).

© Сотников О.В., 2017

Качество битумов, используемых при дорожном строительстве, определяется их оптимальным групповым химическим составом, структурой и дисперсностью [4].

Групповой химический состав исследуемых веществ: АСПО, гудрона, товарного битума марки БНД 90/130, модифицированного битума – приведены в таблице.

Таблица

Групповой химический состав АСПО, гудрона, исходного и модифицированного битума двумя различными методами

Вещество	Смолы	Асфальтены	Парафины	Масла
АСПО	27,53	1,07	17,57	53,83
Гудрон	39,34	4,21	2,81	53,64
Товарный битум марки БНД 90/130	27,9	15,3	6,12	50,68
Модифицированный битум по методу А	26,8	22,3	2,52	48,38
Модифицированный битум по методу Б	27,1	21	5,38	46,52

Введение смол и асфальтенов, выделенных из АСПО путём дробной экстракции [5], в состав битума было произведено в соответствии с нормами оптимального состава битумов по классификации А.С. Колбановской [4]. Осуществлялось двумя методами:

- введением асфальтено-смоляной фракции на стадии окисления гудрона (метод А);
- компаундированием товарного битума марки БНД 90/130 смолисто-асфальтеновой фракцией (метод Б).

Окисление гудрона проводили в трёхгорлой колбе объёмом 0,5 л, снабжённой диспергатором воздуха. Контроль температуры процесса осуществляли с помощью ртутного термометра. В колбу загружали сырьё в количестве 0,35 кг и включали обогрев. По достижении температуры 250 °С подавали воздух и отмечали время начала окисления. Через каждые 120 мин отбирали пробы для контроля качества окисленного продукта по содержанию асфальтенов. Условия процесса: температура 260 °С, скорость подачи воздуха 1,65 л/мин.

Кинетика окисления гудрона показана на рис. 1.

Введение смолисто-асфальтеновых веществ по методу Б в товарный битум марки БНД 90/130 проводилось путём смешения в несколько стадий для лучшего диспергирования смол и асфальтенов в битуме при температуре 140 °С.

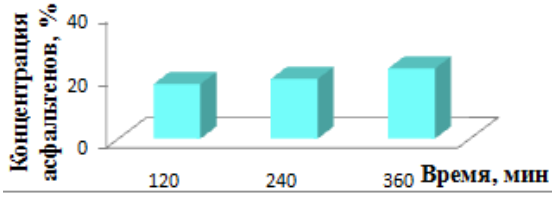


Рис. 1. Кинетика окисления гудрона

Состав модифицированного битума: битум марки БНД 90/130 – 100 масс. ч.; асфальтены – 5,7 масс. ч., смолы – 17,1 масс. ч.

Зависимости показателей исходного и модифицированных битумов от концентрации асфальтенов представлены на рис. 2.

Зависимость динамической вязкости гудрона, исходного и модифицированных битумов от концентрации асфальтенов представлена на рис. 3.

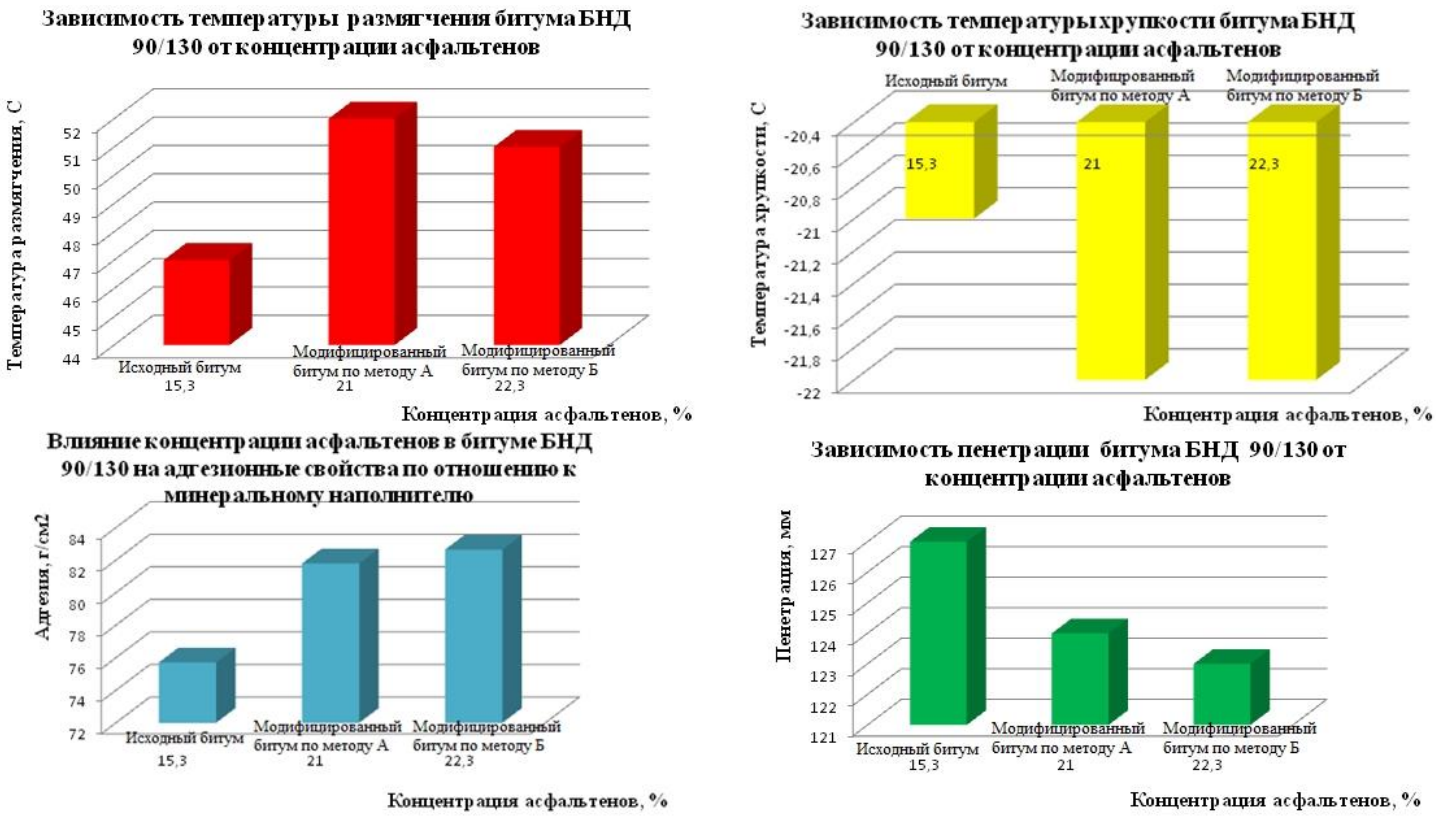


Рис. 2. Зависимости показателей качества исходного и модифицированного битумов марки БНД 90/130 от концентрации асфальтенов

Исходя из полученных данных, установлено, что показатели пенетрации, температуры хрупкости уменьшаются, а температуры размягчения, адгезии и динамической вязкости увеличиваются. Корректировка смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) в битуме приводит к регулированию структуры дисперсной фазы, центральная часть которой представлена асфальтенами.

Низкомолекулярная фракция (А1) пептизирует высокомолекулярную (А2) и совместно со смолами стабилизирует коллоидную систему. Увеличение доли САВ приводит к формированию «золь–гель» структуры битума: происходит образование упорядоченных структур, формирование сетки физических связей асфальтены–смолы–асфальтены, что приводит к регулированию пластоэластических свойств, положительно влияющему

на технические характеристики битума. Увеличивается вязкость, расширяется температурный интервал эксплуатации битума, увеличиваются адгезионные свойства по отношению к минеральному наполнителю.

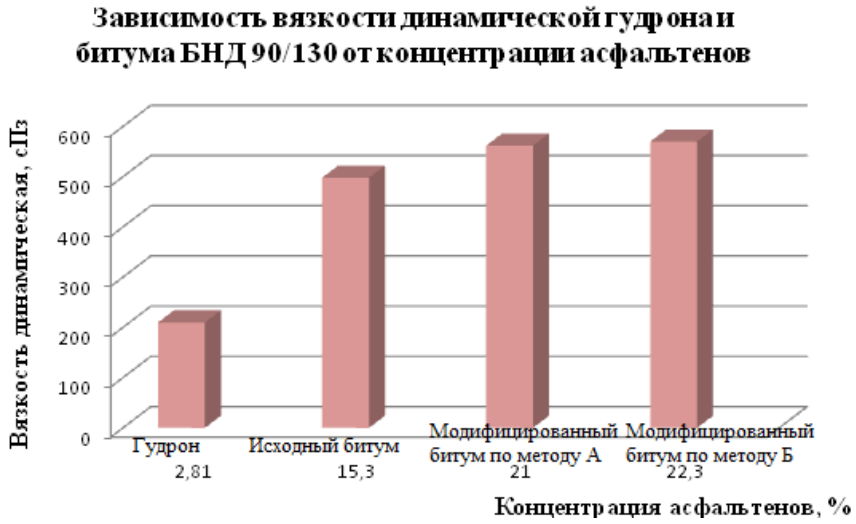


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости гудрона, исходного и модифицированных битумов марки БНД 90/130 от концентрации асфальтенов

В результате проведённых экспериментов установлено, что введение асфальтенов в количестве 5,7 масс. ч. в исходный битум марки БНД 90/130 приводит к уменьшению показателя пенетрации на 3 мм, расширению температурного интервала на 6 °С, увеличению адгезионных свойств на 6 % и увеличению динамической вязкости на 64 сПз, что, в свою очередь, будет способствовать улучшению качества дорожного битума.

Список литературы

1. Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П., Вандюкова И.И. Фракционный состав асфальтенов из природных битумов пермских отложений Татарстана // Вестник КТУ. – 2011. – № 3. – С. 180–186.

2. Перспективы переработки асфальтосмолопарафиновых отложений / Я.И. Вайсман, В.Н. Коротаев, Ю.В. Куликова [и др.] // Пермский НИПУ. – 2013. – № 1. – С. 5–8.

3. Гриневич Н.А. Испытания дорожно-строительных материалов : метод. указ. – Екатеринбург : УГЛТУ, 2005. – 52 с.

4. Колбановская А.С., Михайлов В.В. Дорожные битумы : учеб. пособие. – М. : Транспорт, 1973. – 264 с.

5. Сотников О.В., Лесик Е.И. Исследование группового состава АСПО и способы их применений в сферах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2017.

УДК 622.692.4.07

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ГЕРМЕТИЗАЦИИ КОЛОДЦЕВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Р.В. Суворов
Научный руководитель **Ю.Н. Безбородов**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

В процессе эксплуатации магистральных и технологических трубопроводов перед эксплуатирующими службами стоят следующие задачи:

- обеспечение непрерывной перекачки продукта по трубопроводу;
- организация надежности и безопасности работы всех систем;
- обеспечение экологической безопасности;
- достижение экономической эффективности.

Для обеспечения безопасной эксплуатации возникает необходимость контроля за технологическими параметрами транспорта нефти. Данные задачи обеспечиваются установкой систем КИП. При подземной прокладке трубопровода система КИП устанавливается в колодцах.

Помимо колодцев КИПиА для производства работ по откачке/закачке нефти, выпуску/впуску воздуха на линейной части магистрального нефтепровода устанавливаются вантузные колодцы (коверы).

Конструкция колодца должна обеспечивать:

- возможность установки внутри него приборов и необходимой арматуры;
- защиту оборудования от затопления;
- защиту от несанкционированного доступа к оборудованию.

В настоящее время остро встала проблема герметизации технологических колодцев оборудования магистральных нефтепроводов в связи с нарушением их герметизации в процессе эксплуатации.

Рассмотрим основные виды колодцев, устанавливаемых на линейной части магистрального нефтепровода.

Колодец КВГ предназначен для подземного укрытия патрубка вантуза, установленного на линейной части магистрального нефтепровода, и его защиты от несанкционированного доступа (рис. 1).

Колодец К1 предназначен для установки вантуза (рис. 2). В зазор между позицией 6 и трубой нефтепровода закладывается просмоленный шнур, после чего зазор заполняют горячим битумом.

Под действием колебаний температуры меняется расстояние между колодцем и трубой, вследствие чего битум «отрывается» от металла и герметизация стыка нарушается.

© Суворов Р.В., 2017

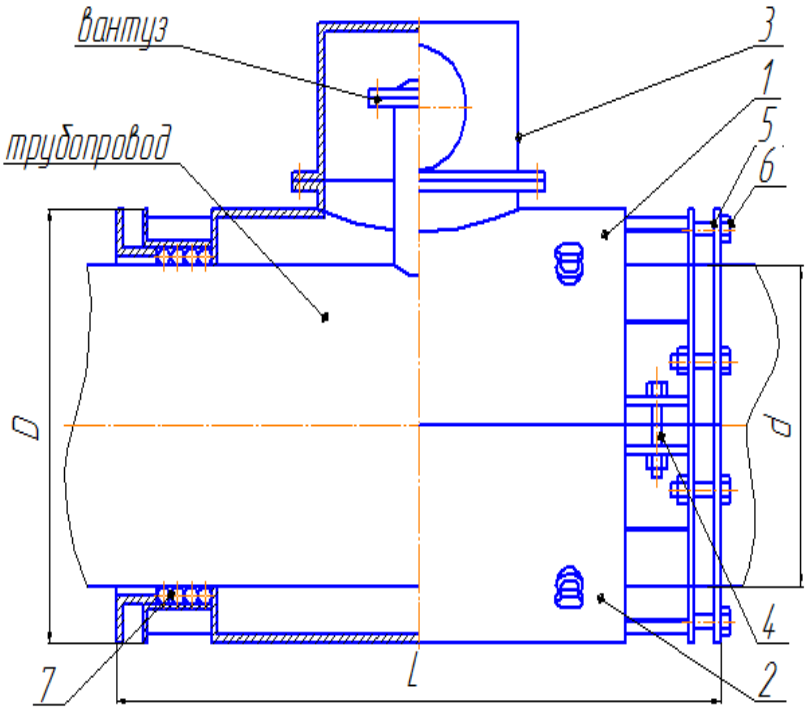


Рис. 1. Колодец КВГ

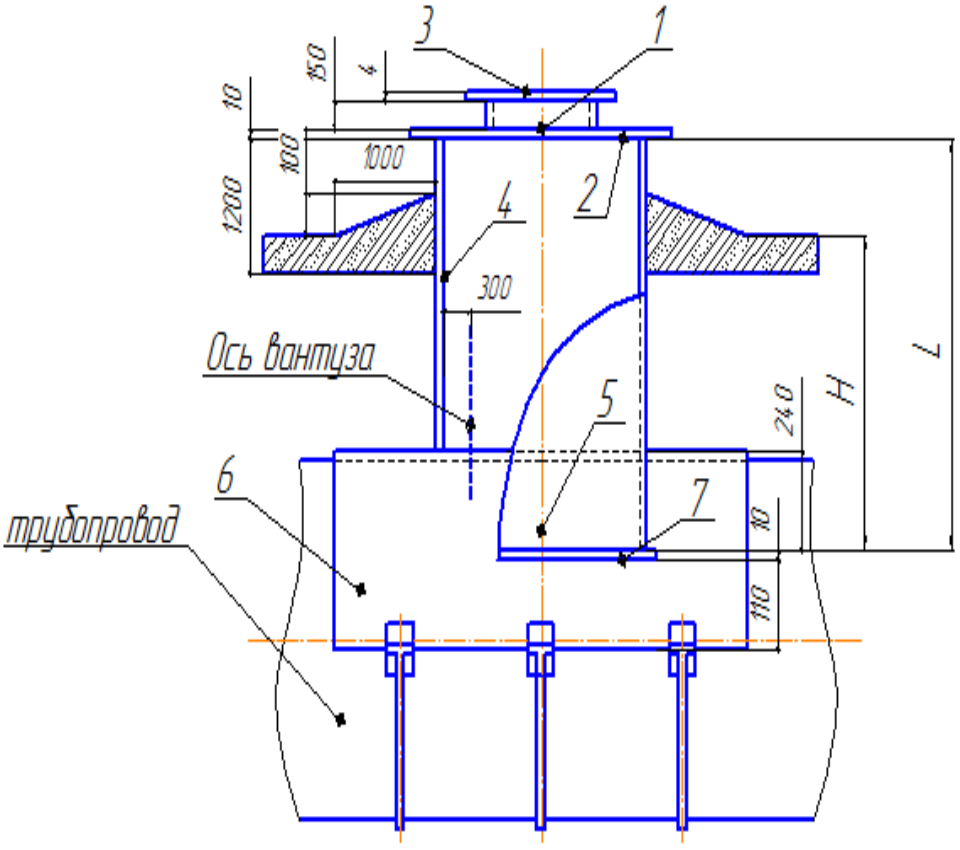


Рис. 2. Колодец К1

В колодец телемеханики на внутреннюю поверхность крышки по контуру наклеивается прокладка из паронита марки ПМБ (рис. 3). Для защиты изоляции трубы от повреждений под полутрубу позиции 3 и полосы позиции 4 выполняют обертку нефтепровода материалом «ПЭКОМ».

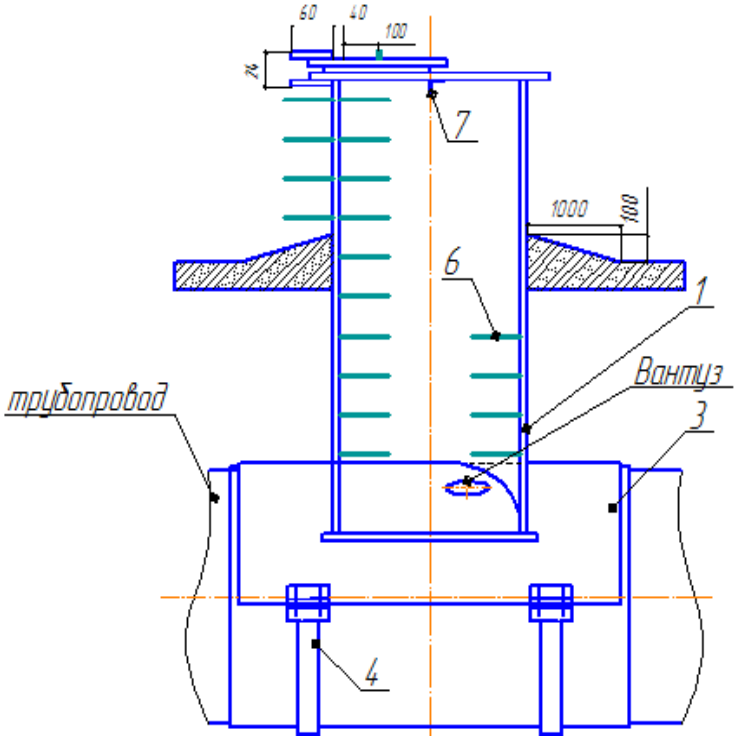


Рис. 3. Колодец телемеханики

После рассмотрения вышеуказанных типов конструкций колодцев были выявлены следующие существенные недоработки в конструкции:

- конструкция не обеспечивает достаточную фиксацию. При изменении температуры перекачивающей жидкости происходит изменение плотности грунтов и изменение положения трубопроводов, вызывающее смещение расположения колодца и трубопровода относительно друг друга, что, в свою очередь, приводит к образованию зазоров и попаданию воды в колодцы;
- используется изолирующий материал, не обеспечивающий полную герметизацию колодца.

Мероприятия, направленные на устранение или снижение негативного воздействия этих факторов, как правило, малоэффективны, не решают проблему в целом, а также требуют значительных материально-технических затрат. На сегодняшний момент обеспечение герметизации конструкции примыкания металлических колодцев к трубе представлено весьма ограниченным количеством технических решений. В результате имеют место удорожание эксплуатации трубопроводного транспорта нефти и нарушение экологического равновесия в окружающей среде.

Подбор материалов и описание конструкции

Для решения указанной проблемы в данной работе предлагается использовать полые резинотехнические изделия круглого сечения, имеющие форму колесной камеры, которые монтируются в зазор между колодцем и трубой нефтепровода (рис. 4). Внутренний диаметр РТИ равен 500 мм, диаметр сечения 50 мм. Толщина используемого материала для РТИ составляет 4 мм.

При выборе материала для изделия следует учесть следующие факторы: он должен обладать хорошей эластичностью при низких температурах, стойкостью к воздействию воды и стойкостью к воздействию агрессивных сред в случае аварии с выходом нефти.

Исходя из вышеперечисленных требований, материалом для проектирования данного РТИ выбрана силиконовая термостойкая резина (ГОСТ 12855–77).

Данный продукт имеет высокую тепло-морозостойкость, устойчивость к воздействию кислорода. Температура эксплуатации от –50 °С до + 280 °С.

Силиконовая резина (рис. 5) проявляет стойкость к воздействию пресной (включая кипящую) и морской воды, спиртов, фенолов, растворов солей, перекиси водорода, кислот и щелочей, минеральных масел, озона, воздействию радиации, вакуума, электрической дуги и короны, электрических полей [1]. Под воздействием воздуха и солнечного света свойства силикона не меняются. Силикон не токсичен [2].

При работе в условиях, характерных для резкоконтинентального климата, воздух и почва подвергаются значительным температурным изменениям [3]. В случае использования в качестве газа для наполнения РТИ атмосферного воздуха давление внутри уплотнителя будет меняться в соответствии с температурными изменениями окружающей среды. Также для применения в объектах магистральных нефтепроводов недопустимо использование взрывоопасных и легковоспламеняющихся газов [4].

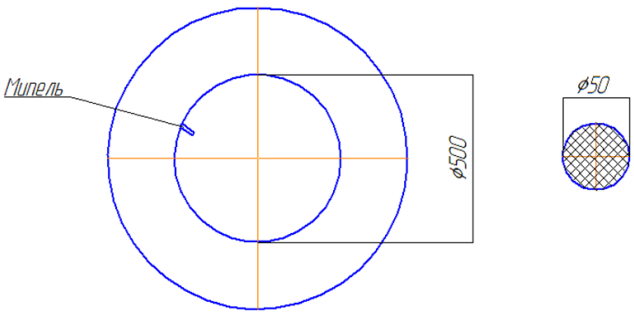


Рис. 4. Полые резинотехнические изделия круглого сечения



Рис. 5. Силиконовая резина

При обычных условиях неон – газ без цвета и запаха. При 0 °С и 760 мм рт. ст. (101 Кн/м^2) плотность неона 0,900 г/л, $t_{пл}$ – 248,6 °С, $t_{кип}$ (при 101 Кн/м^2) – 245,9 °С, растворимость в воде 10,4 мл/л; кристаллическая решетка твердого неона кубическая; параметр элементарной ячейки равен 4,52 Å при –253 °С. Жидкий неон используют в качестве охладителя в криогенных установках. Ранее неон применялся в промышленности в качестве инертной среды, но был вытеснен более дешёвым аргоном.

Аргон – инертный одноатомный газ без цвета, вкуса и запаха. Получают аргон как побочный продукт при разделении воздуха на кислород и азот. В промышленности аргон находит широкое применение благодаря своему основному свойству – химической неактивности.

Азот – один из самых распространенных элементов на Земле, причем основная его масса (около $4 \cdot 10^{15}$ т) сосредоточена в свободном состоянии в атмосфере. Азот немного легче воздуха; плотность 1,2506 кг/м^3 (при 0 °С и 101 325 н/м^2 или 760 мм рт. ст.), $t_{пл}$ – 209,86 °С, $t_{кип}$ – 195,8 °С. Азот сжижается с трудом: его критическая температура довольно низка (–147,1 °С) а критическое давление высокое – 3,39 Мн/м^2 (34,6 кгс/см^2); плотность жидкого азота 808 кг/м^3.

Исходя из вышеуказанных свойств и соотношения средних цен на инертные газы для практического применения в данной разработке целесообразно применить газ азот.

Монтаж изделия

Изготовленное РТИ монтируется в зазор между колодцем (ковером) и трубой нефтепровода вручную. Далее через штуцер, выведенный в отверстие для вантуза, присоединяются последовательно манометр, компрессор и баллон с инертным газом (рис. 6). По окончании работ оборудование отсоединяется, а на штуцер накручивается колпачок.

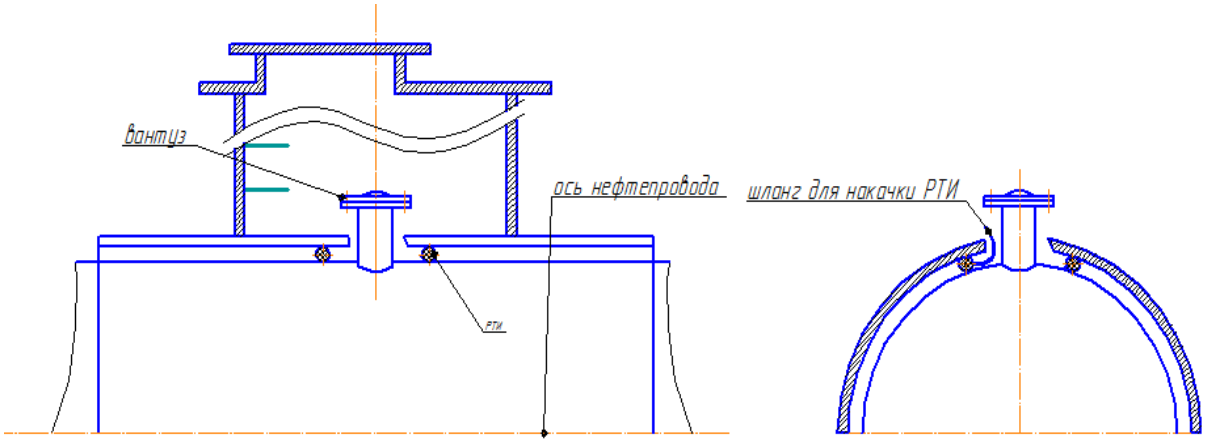


Рис. 6. Монтаж изделия

В результате получаем: затраты на обследование и откачку воды из колодца в случае затопления в среднем в 2 раза ниже затрат на установку предлагаемого РТИ. В случае если подобный инцидент повторяется, то затраты на раскачку одного колодца удваиваются. В результате получаем, что окупаемость установки РТИ наступает уже с 3-го выезда бригады на обследование. Таким образом, для колодцев с нарушенной или некачественной герметизацией целесообразно устанавливать предлагаемое РТИ до проведения полномасштабных ремонтных работ по замене уплотнения колодца (ковера).

Список литературы

1. Лепетов, В.А., Юрцев Л.Н. Расчёты и конструирование резиновых изделий. – 3-е изд. – Л. : «Химия», 1987. – 313 с.

2. Осошник И.А., Шутилин Ю.Ф., Корманова О.В. Производство резиновых технических изделий / под. ред. Ю.Ф. Шутилина. – Воронеж, 2007. – 973 с.

3. Пиновский М.Л., Колоколов Г.А. Пневматические упругие элементы с резинокордными оболочками. Расчёт, конструирование, изготовление и эксплуатация. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 1977. – 132 с.

4. Потураев В.Н. Резиновые и резино-металлические детали машин. – М. : Машиностроение, 1966. – 286 с.

УДК 661.2

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНДЕНСАТОРА-КОАГУЛЯТОРА В ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СЕРЫ ПО МЕТОДУ КЛАУСА

С.А. Свирина
Научный руководитель **Ю.А. Максименко**, д-р техн. наук
Астраханский государственный технический университет

В настоящее время топливно-энергетический комплекс России и, в частности, Астраханской области переживает бурное развитие.

Разработка рационального конструкторского решения для получения серы в технологической линии очистки газов от кислых компонентов является актуальной задачей. Анализ традиционной конструкции конденсатора-коагулятора, принципа его действия, температурных режимов и схемы взаимодействия / распределения потоков [1,2] позволил выявить ряд недостатков (позиции 1–4 на рис. 1) при эксплуатации аппарата и наметить пути их устранения / снижения.

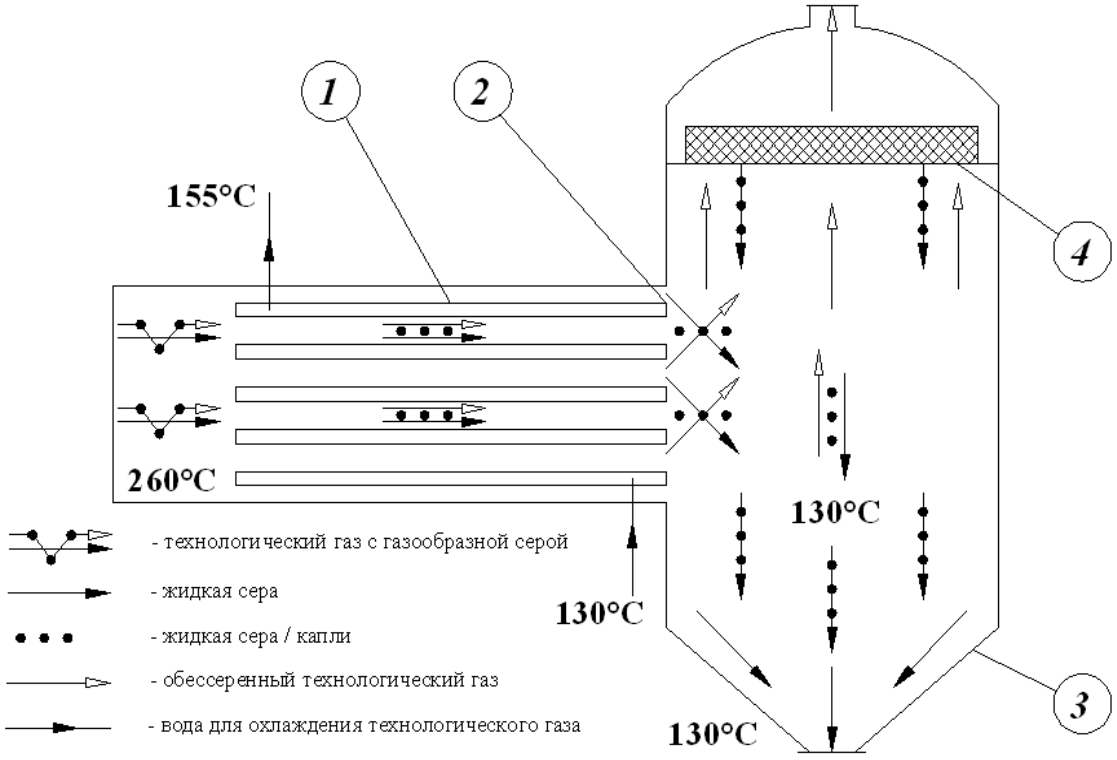


Рис. 1. Схема распределения потоков, температуры потоков и недостатки традиционной конструкции конденсатора-коагулятора

© Свирина С.А., 2017

Среди основных недостатков следует отметить:

1. Малая эффективность теплообмена при охлаждении технологического газа для конденсации парообразной серы с использованием типового кожухотрубчатого теплообменника.

2. Отсутствие системы управления технологическим процессом для поддержания постоянной температуры сконденсировавшейся серы в выходном патрубке теплообменника, что обусловливает снижение качества разделения потоков в коагуляторе при возможных колебаниях технологических температурных режимов в ходе эксплуатации аппарата.

3. Влияние внешних климатических сезонных условий на температурные режимы теплообмена в конденсаторе и разделение потоков в коагуляторе, имея в виду, что аппарат громоздкой конструкции установлен и эксплуатируется на открытой площадке при различных потерях тепла в окружающую среду.

4. Малая эффективность разделения потоков в типовой конструкции коагулятора с каплеотбойной сеткой.

Анализ технологии и конструкторских решений в области теплообменной аппаратуры позволил разработать ряд предложений по совершенствованию конструкции аппарата:

1. На входе теплообменной среды в межтрубное пространство рационально предусмотреть отбойник – круглую пластину, предохраняющую трубы от местного эрозионного изнашивания.

2. На входе в теплообменные трубы предусмотреть спиралевидные турбулизаторы (позиция 1 на рис. 2, *а*) для придания охлаждаемому потоку газа спиралевидного закрученного движения в трубном пространстве с целью интенсификации теплообмена.

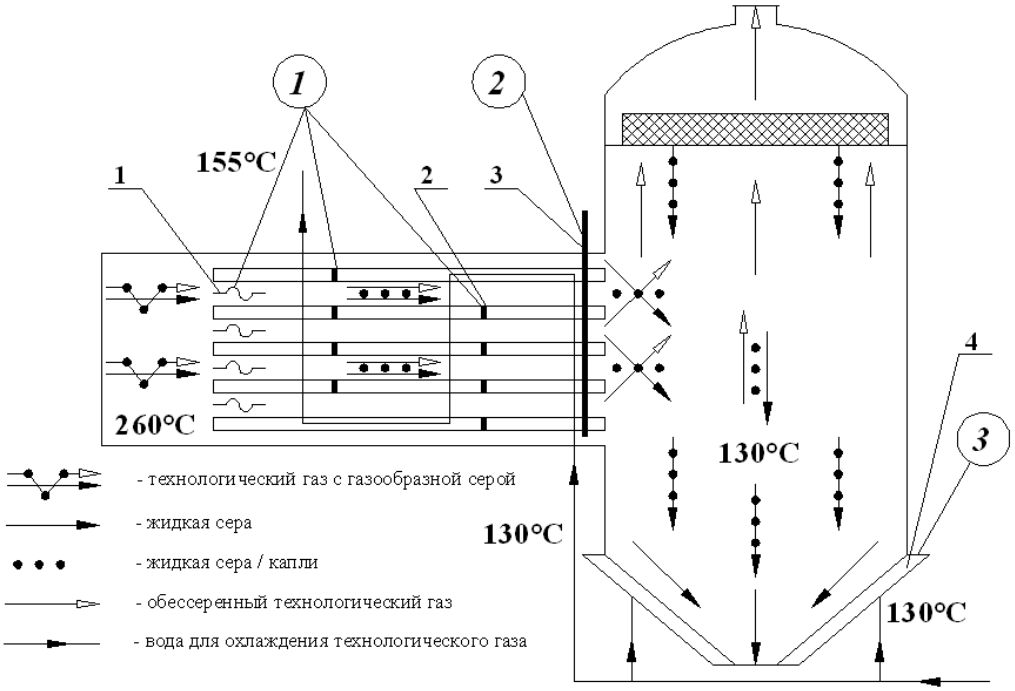
3. Установить специальные поперечные сегментные перегородки (позиция 2 на рис. 2, *а*) Для повышения скорости движения потоков в межтрубном пространстве и обтекаемости поверхности теплообмена, создания большей турбулентности потоков.

4. Для поддержания постоянной температуры сконденсировавшейся серы в выходном патрубке теплообменника следует установить датчик температуры (позиция 3 на рис. 2, *а*).

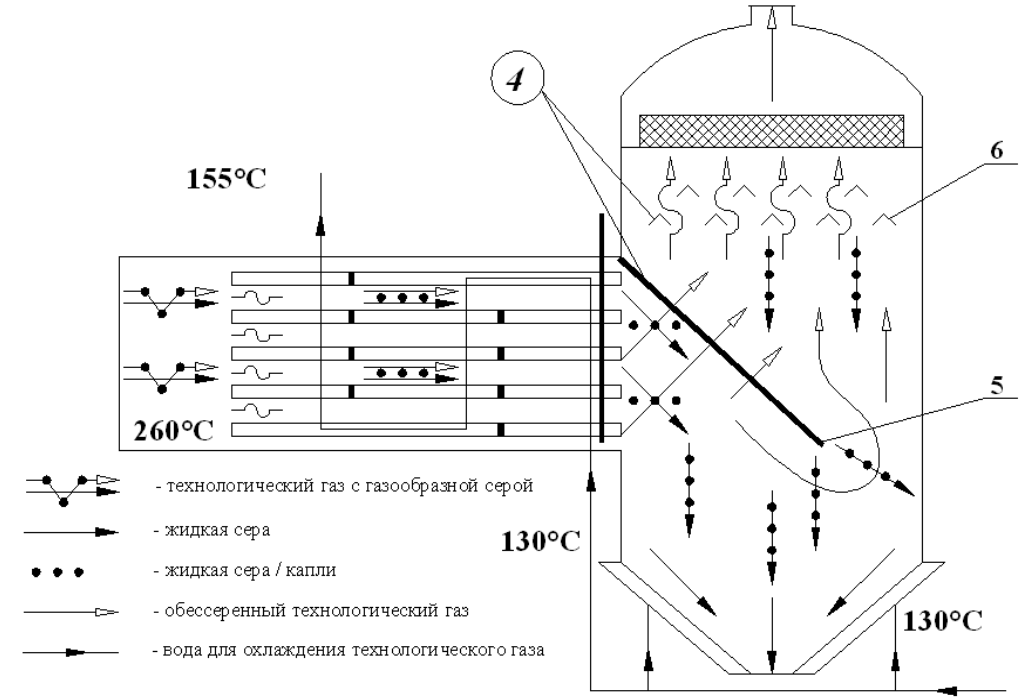
5. Для минимизации потерь тепла и обеспечения температуры выходного потока серы на уровне не менее 130 ºС, при которой сера обладает наименьшей вязкостью, предусмотреть обогрев конического днища коагулятора (позиция 4 на рис. 2, *а*).

Анализ технологии и конструкторских решений в области оборудования для разделения неоднородных газовых систем позволил разработать ряд предложений по совершенствованию конструкции коагулятора. Для повышения эффективности разделения потоков установить в коагуляторе на выходе серы из теплообменных труб каплеотбойную перегородку (по-

зиция 5 на рис. 2, *б*) и уголковую насадку (позиция 6 на рис. 2, *б*) перед каплеотбойной сеткой для деформации потока технологического газа с каплеобразной серой и отделения при этом капельной серы от потока газа.



а



б

Рис. 2. Схема распределения потоков, температуры потоков и модернизация традиционной конструкции конденсатора-коагулятора

Реализация предложенных мероприятий позволит:

1. Повысить качество продуктов и эффективность разделения потоков серы и технологического газа, увеличить степень очистки отходящих газов.

2. Обеспечить бесперебойную работу аппарата.

3. При некотором увеличении мощности обеспечить прирост производительности аппарата.

4. Устранить ряд недостатков традиционной конструкции.

Список литературы

1. Тараканов Г.В. Технология переработки природного газа и газового конденсата на Астраханском газоперерабатывающем заводе : учеб. пособие. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2013. – 148 с.

2. Тараканов Г.В., Мановян А.К. Основы технологии переработки природного газа и конденсата : учеб. пособие / под ред. Г.В. Тараканова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2010. – 192 с.

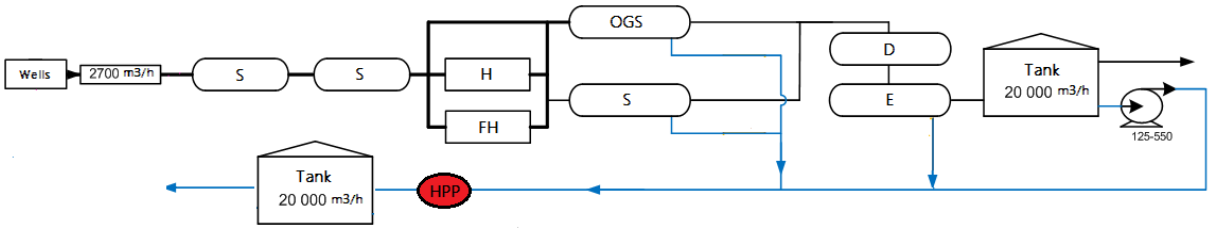
УДК 621.311.212

USING OF THE PRODUCED WATER ENERGY BY MICRO-HYDROELECTRIC POWER STATIONS IN THE OILFIELD

A.E. Tretyakov, N.V. Deryagina
Research supervisor **M.K. Shaikhutdinova**, candidate of engineering sciences
Siberian Federal University

The Government of Russian Federation plans to consider and approve the «Energy Strategy of Russian Federation» for the period until 2030. In the concept of this document prevail energy efficiency and energy saving concepts which are identified as one of the main directions of the country's economic policy and the most important strategic guidelines. This direction is especially relevant for the regions of Eastern Siberia and the Far East, where large deposits will be developed in severe natural and climatic conditions. Moreover, new effective energy and heat supply systems will be developed here. Its will be based on using the maximum amount of local energy sources including renewable. Apart from that, the newest energy-efficient domestic and foreign technologies and equipment will be used. Thus, one of the most effective areas for the development of non-traditional energy is using of the energy of technological processes of the produced water with the help of micro-hydroelectric power stations (micro-HPP). It is due to, on the one hand, considerable potential of such water streams and comparative simplicity of their use and, on the other hand, the requirements of the technological process [1, 3].

In the process of oil treatment, when the produced water separates, a pressure drops at the first separation stage with the help of stop valves. Subsequently this water flows into process tanks or injection sites. The essence of the technology is using of micro-HPP, which is installed in the flow of the produced water (first separation stage) and produces of electricity with simultaneous provision of technological pressure drop. The pic. 1, 2 show the scheme of oil preparation at the oilfield, as well as the place where it is possible to install a micro-HPP.



Pic. 1. The scheme of oil preparation at the oilfield: S – separator; H – heater; FH –fired heater; OGS– oil and gas separator; D – degasser; E – electric coagulator; HPP – micro- hydroelectric power station

© Tretyakov A.E., Deryagina N.V., 2017

During the process, energy loss occurs. That loss can be represented in the form of initial data, based on the average statistical data.

Initial data:

- the internal diameter of the pipeline is 640 mm.
- the length of the pipeline is 180 m.
- the pressure at the inlet of the micro-HPP is 3.0 atm.
- the pressure at the outlet of the micro-HPP is 0.8 atm.
- water consumption is 140 liters per second.
- the rotor speed of the turbine is at least 600 rpm.

It is possible to determine the theoretical power of the turbine (formula 1 *N*, *W*):

$$N = j \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot Q, \quad (1)$$

where j – efficiency of micro-hydroelectric power stations, W; p – density of water, kg/m^3; g – acceleration of gravity, m/c^3; H – net head, m; Q – average flow of produced water, m^3/sec.

Thus:

$$N = 0{,}8 \cdot 1000 \cdot 9{,}8 \cdot 8{,}5 \cdot 140 = 9{,}3\ kW.$$

It should be noted that the efficiency of the synchronous generator and the static converter is 0.92 and 0.95, respectively:

$$N = 0{,}92 \cdot 0{,}95 \cdot 9{,}3 = 8{,}12\ kW.$$

Obviously, to work with different combinations of pipeline diameters, water flow and net head, it is required to perform hydraulic calculation of the flowing part of the turbine and to select the synchronous generator, turbine, and transition parts that are optimal in terms of parameters. However, based on the results of the preliminary calculation, it can be seen that the company loses an average of 8 kW per hour, and considering that there are usually several such streams in the oilfield. As a result are significant losses of energy.

In addition, micro-HPPs have several advantages:

- electricity generation of the stabilized output voltage 220 V (380 V) of alternating current is performed with variable water flow, varying load and the minimum net head;
- compact modular design allows to integrate micro-HPPs into existing spillway systems and water consumption systems with minimal expenses for construction and installation work;
- modular design reduces installation costs [3].

Thus, thanks to micro-hydropower stations, it is possible to electrify small, remote cities and towns, having electricity needs or high cost of provided energy.

Literature

1. Energy Strategy [Electronic resource] : Energy Strategy of Russian Federation for the period up to 2030 // official website of Ministry of Energy.-access modehttp://minenergo.gov.ru/node/1026.

2. Obukhov S.G. Microhydroelectric power stations. A course of lectures in the master program. Renewable sources of energy / Tomsk. 2009. – 63 p.

3. Open Company NPO "Storm" [Electronic resource] : Russian developer and the manufacturer of electric cars of a special purpose. Direct-flow micro-HPP of propeller type for application in technological processes of oil extracting / Samara. -access modehttp://storm-samara.ru.

УДК 625.731:624.139.2

ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ЗЕМЛЯНОГО ПОЛОТНА АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ НА МЕЛКОДИСПЕРСНЫХ МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

А.С. Савич
Научный руководитель **В.В. Серватинский**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Актуальность и новизна. Необходимость обеспечения устойчивости земляного полотна автомобильных дорог с применением крупноблочных структур из синтетических геокомпозитных материалов актуальна в развивающихся северных регионах Сибири.

Требование повышения качества транспортного строительства, экономической эффективности капиталовложений и защиты окружающей среды заставляет решать задачи повышения эксплуатационной надежности дорог в криолитозоне с применением технологии и технических средств активной термостабилизации грунтов. Это является актуальной темой исследований как с научной, так и с практической точек зрения. В исследовательской работе планируется впервые разработать алгоритм принятия оптимальных проектно-технических решений по обеспечению устойчивости грунтов оснований на основе разработки математической модели и методы повышения эксплуатационной надежности дорог в криолитозоне на основе применения технологии и технических средств стабилизации грунтов с применением крупноблочных структур из синтетических геокомпозитных материалов.

Цель исследования: разработка для северных регионов Сибири методики стабилизации мелкодисперсных мерзлых грунтов с использованием синтетических геокомпозитных материалов в криолитозоне на основе применения технологии и технических средств активной стабилизации грунтов с учетом климатических особенностей местности.

Основные задачи исследования:

1. Исследовать процессы разрушения земляного полотна автомобильных дорог в аналитическом обзоре научной литературы.
2. Разработать инженерно-технические мероприятия по ликвидации или снижению разрушений мелкодисперсных вечномерзлых грунтов.
3. Разработать методику укрепления грунтового основания при помощи синтетических геокомпозитных материалов.

© Савич А.С., 2017

4. Уточнить расчётные параметры происходящих разрушений в полевых и лабораторных условиях.

Практическая значимость. Данное исследование можно применить при разработке методов проектирования земляного полотна для продления срока службы автомобильной дороги в условиях многолетних мерзлых грунтов. Основная задача методов стабилизации грунтов с применением крупноблочных структур из синтетических геокомпозитных материалов – обеспечить стабильную надежность работы транспортных коммуникаций в условиях многолетних мерзлых грунтов в любое время года.

Грунты определяют устойчивость возводимых на них дорог и сооружений, поэтому необходимо правильно определять характеристики, которые обусловливают прочность и устойчивость грунтов при их взаимодействии со строительными объектами.

Методика определения физико-механических свойств выбирается в зависимости от состава и состояния грунтов, условий их поведения в основании как при строительстве, так и в процессе эксплуатации дорог. Особое внимание при этом обращается на достоверность получаемых результатов, так как грунты и грунтовые напластования весьма изменчивы в пространстве и во времени, особенно в период сезонного снеготаяния.

В настоящий момент отсутствуют эффективные методики количественной оценки механической и температурной устойчивости мелкодисперсных льдонасыщенных грунтов и есть необходимость инновационной разработки методики количественной оценки мелкодисперсных мерзлых грунтов.

При подготовке материалов по данной теме были получены следующие основные результаты:

1. Выполнен аналитический обзор современной научно-технической, нормативной, методической литературы и проведены патентные исследования в соответствии с ГОСТ Р 15.011–96. Установлено, что в настоящее время в России существует проблема по вопросу стабилизации мерзлых грунтов: с одной стороны, актуальная потребность в освоении северных территорий, с другой – интенсивное таяние мерзлых грунтов, особенно в период сезонного снеготаяния.

2. Проведены экспериментальные исследования по выбору оптимальных химико-технологических средств стабилизации мерзлых грунтов, включающих подбор оптимального соотношения композита и матрицы грунта.

3. В результате исследовательских испытаний разработана методика и установлено, что введение синтетического потенциального связующего в виде крупноблочных структур из синтетического геокомпозитного материала на основе сшитого полиакриламида способствует снижению разрушения мерзлых грунтов и увеличению стабилизации дорог, что благопри-

ятно сказывается на эксплуатационных характеристиках потенциального связующего.

4. Уточнены расчётные параметры происходящих разрушений в полевых и лабораторных условиях с помощью технологических потоковых и семантических графов для оптимизации химико-технологических систем. Использование данных о положительном влиянии введения крупноблочных структур из синтетических геокомпозитных материалов на основе сшитого полиакриламида в матрицу грунта может способствовать улучшению и стабилизации мерзлых грунтов в период сезонного снеготаяния, что необходимо для полноценной эксплуатации дорог за полярным кругом.

Список литературы

1. Иванов И.П., Тржцинский Ю.Б. Инженерная геодинамика. – СПб. : Наука, 2001. – 416 с.

2. Ершов Э.Д. Общая геокриология. – М. : МГУ, 2012.

3. Мерзлотоведение / ред. В.А. Кудрявцев. – М. : МГУ, 1981.

4. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах / Государственный строительный комитет СССР. – М., 1990.

5. Общее мерзлотоведение (геокриология) / ред. В.А. Кудрявцев. – М. : МГУ, 1978.

УДК 665.656.2+665.658.4+665.652.4

НЕТРАДИЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССА GTL

Н.К. Ваганова, Р.А. Ваганов, М.И. Комаров
Научный руководитель **Ф.А. Бурюкин**, канд. хим. наук
Сибирский федеральный университет

Уголь, нефть и природный газ составляют основу топливно-энергетического комплекса России и в существенной степени определяют экономическое развитие других отраслей.

Абсолютный вклад этих трех энергоносителей постоянно растет, но изменяется их относительный вклад в общий энергетический баланс.

Природный газ вошел в структуру мировой энергетики во второй половине XX в., однако сильно уступал по объемам потребления нефти и углю. Лишь в 2002 г. природный газ вышел на второе место в мировом энергобалансе, обеспечивая производство четверти первичной энергии на земном шаре.

Огромные ресурсы природного газа позволяют рассматривать его в качестве основных первичных источников энергии и химического сырья в XXI в. За последние 20 лет XX в. при общем росте мирового потребления энергии на 38 % потребление нефти увеличилось на 12 %, угля на 28 %, а природного газа на 68 %.

Постепенное сокращение нефтяных ресурсов на фоне быстрого роста мирового потребления энергии и продуктов нефтехимии повышает значение природного газа не только как источника энергии, но и как сырья для производства химических продуктов и вторичных энергоносителей.

В настоящее время природный газ по объему запасов, экономичности добычи и возможности использования, экологическим свойствам является наиболее перспективным ресурсом, способным обеспечить потребность человечества в энергии и углеводородном сырье. Поэтому в экономике и энергетике XXI в. природный газ и газохимия могут сыграть такую же роль, какую сыграли нефть и нефтехимия в XX в.

В России не менее 50 % добытого ПНГ сжигается на факелах. Переработке подвергается всего порядка 26 % ПНГ и 7,5 % добываемого природного газа [1].

Однако до сих пор под переработкой газа подразумевают в основном первичную подготовку газа, его очистку и фракционирование. Относительно высокая стабильность низших алканов и высокая прочность связей

© Ваганова Н.К., Ваганов Р.А., Комаров М.И., 2017

С–Н в молекуле метана является главным фактором, ограничивающим использование природного газа в качестве сырья для химической переработки.

Объем переработки газа в 2016 г. составил 74,3 млрд $м^3$ (+1,7 млрд $м^3$/ +2,3 % к 2015 г.), что составляет 11,6 % от добытого газа.

К примеру, в 2015 г. на предприятиях Российской Федерации было произведено 10 868,2 тыс. т ШФЛУ, 5 157,9 тыс. т серы, 710,8 тыс. т этана, 4 740,3 тыс. т сжиженных углеводородных газов (СУГ), 996,5 тыс. т стабильного бензина, 58 742,0 млн $м^3$ сухого газа.

Для сравнения в США ежегодно производят свыше 9 млн т этана.

Крупнейшими переработчиками газа в нашей стране являются:

- по переработке природного газа – Газпром (96,2 % от переработки природного газа в РФ);
- по переработке ПНГ – Сибур-Холдинг (54,4 % от переработки ПНГ в РФ) [2].

Природный газ и попутный нефтяной газ содержат в своем составе ценные компоненты как с точки зрения газохимии, так и получения высокооктановых моторных топлив.

Высокая стабильность связей С–Н в молекуле метана сдерживает развитие процессов получения компонентов моторных топлив из природного газа. Наиболее перспективным направлением в переработке углеводородных газов в моторные топлива является переработка фракции C_3–C_4.

На основе фракции C_3–C_4 могут вырабатываться различные высокооктановые компоненты: алкилаты, изомеризаты, полимербензины, оксигенаты.

Одним из наиболее известных процессов переработки фракции C_3–C_4 является изомеризация н-бутана на алюмоплатиновом хлорированном катализаторе. Получаемый изобутан используется как компонент сырья установок алкилирования и производства оксигенатов. Данная технология не позволяет напрямую получать высокооктановые компоненты моторных топлив.

Известны также процессы алкилирования изобутана бутиленами с использованием как гомогенных катализаторов (серной и плавиковой кислот), так и гетерогенных каталитических систем (процесс Alkylene UOP). Высокие октановые числа и благоприятный групповой состав получаемых продуктов, а также развитие технологии твердокислотного алкилирования способствуют увеличению доли этого процесса в мировой нефтепереработке. Однако использование дефицитного изобутан-бутиленового сырья сдерживает развитие процесса и ограничивает сферу его применения в газоперерабатывающей промышленности. В классическом варианте процесс не способен работать на пропан-бутановой фракции попутного нефтяного или природного газа.

Компанией UOP разработан процесс «непрямого» алкилирования на твердом катализаторе (процесс «InAlk»). В процессе соединены две из-

вестные технологии – полимеризации и гидрирования олефинов. Сырьем для процесса является широкая фракция олефинов, что является сдерживающим фактором процесса [3].

С целью создания технологии переработки фракции C_3–C_4 проведен сравнительный анализ технологий изомеризации н-бутана, дегидрирования пропан-бутановой фракции и твердокислотного алкилирования изобутана олефинами. Анализ показал, что технологические параметры указанных процессов лежат в одной области температур (350–450 °С) и давлений (0,1–0,4 МПа). Анализ химизма и термодинамики процессов показывает возможность совместного протекания процессов на бифункциональных платиносодержащих катализаторах с цеолитным носителем.

Термодинамические расчеты показывают, что в интервале температур 400–700 °С на платиносодержащем катализаторе могут протекать следующие целевые реакции:

$$2C_3H_8 = \text{и-}C_6H_{14} + H_2,$$

$$C_3H_8 + C_4H_{10} = \text{и-}C_7H_{16} + H_2,$$

$$2C_4H_{10} = \text{и-}C_8H_{18} + H_2.$$

Это свидетельствует о возможности совмещения процессов изомеризации н-бутана, дегидрирования пропан-бутановой фракции и твердокислотного алкилирования изобутана олефинами в одном реакторе с получением высокооктановых изомерных углеводородов состава C_6–C_8 напрямую из газового сырья, минуя стадию получения синтез-газа.

Список литературы

1. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Капралов В.П. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов. – Краснодар : Сов. Кубань, 2012. – 520 с.

2. Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru.

3. Солодова Н.Л., Абдуллин А.И., Емельянычева Е.А. Алкилирование изопарафинов олефинами // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – № 16(18). – С. 253–258.

УДК 665.777.4

EFFECTS OF OPERATING PARAMETRS ON PETROLEUM COKE YIELD

Hossein Ebrahimi
Scientific adviser **Fedor A. Buryukin**, candidate of chemical sciences
Siberian Federal University

Aim

To find out how temperature affects the yield of coke from tar at standard conditions.

Introduction

The yield and characteristics of petroleum coke depends on the feedstock characteristics and also the operating parameters of the process. This article is focused on the yield of petroleum coke and distillates from tar at various temperatures.

Three experiments were conducted using tar for a period of 5 hours for each. Below is a table showing the results.

Results

	Tar 1	Tar 2	Tar 3
Operating Temperature in Degrees Celsius	450	480	510
Percentage by weight of distillate that was produced	61.46	72.96	75.92
Percentage by weight of Petroleum Coke that was produced	27.88	17.36	7.78

There was an increase in temperature while all other factors remained constant.

Observation

Percentage of coke by weight decreased by approximately 10 % when the operating temperature was increased by 30 ℃ from 450 ℃to 480 ℃ and from 480 ℃ to 510 ℃.

Percentage of distillate by weight also increased as temperature was increased.

Conclusion

High temperatures favor cracking and this leads to the production of

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

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

© Hossein Ebrahimi, 2017

УДК 621.892.2

ВЛИЯНИЕ ДОЛИВОВ НА КОЭФФИЦИЕНТ ПОГЛОЩЕНИЯ СВЕТОВОГО ПОТОКА МИНЕРАЛЬНОГО МОТОРНОГО МАСЛА М-10$Г_2$К

Д.В. Агровиченко, В.А. Балясников
Научный руководитель **Б.И. Ковальский**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

Одним из важнейших направлений повышения эффективности использования моторных масел является улучшение их качества. В процессе эксплуатации двигателей внутреннего сгорания в результате износа цилиндропоршневой группы увеличивается угар масла, приводящий к доливам и восстановлению его эксплуатационных свойств. Однако существует проблема недостаточной изученности влияния доливов на состояние моторных масел.

Целью настоящей работы является установление влияния доливов на коэффициент поглощения светового потока.

Методика исследования предусматривала применение следующих средств контроля и испытания: прибора для термостатирования масел, фотометра для прямого фотометрирования окисленных масел при толщине фотометрируемого слоя 2 мм, электронных весов.

Термоокислительная стабильность [1] оценивалась по коэффициенту поглощения светового потока, учитывающему влияние тепловой энергии на преобразования в масле [2]. Влияние доливов на процессы окисления масла определялось в сопоставлении с результатами испытания его без доливов. Масса доливаемого масла определялась массой испарившегося масла и его потерями при измерении вязкости и фотометрировании. Масса пробы масла после доливов равнялась 100 г. Время испытания определялось временем достижения значения коэффициента поглощения светового потока значений, равных 0,7–0,8, причем через каждые 8 ч отбиралась проба окисленного масла для контроля изменения параметров термоокислительной стабильности [3]. Масло термостатировалось при трех температурах: 160, 170 и 180 °С.

На рисунке представлены зависимости коэффициента поглощения светового потока $K_п$ от времени t и температуры испытания T, описываемые полиномом второго порядка.

© Агровиченко Д.В., Балясников В.А., 2017

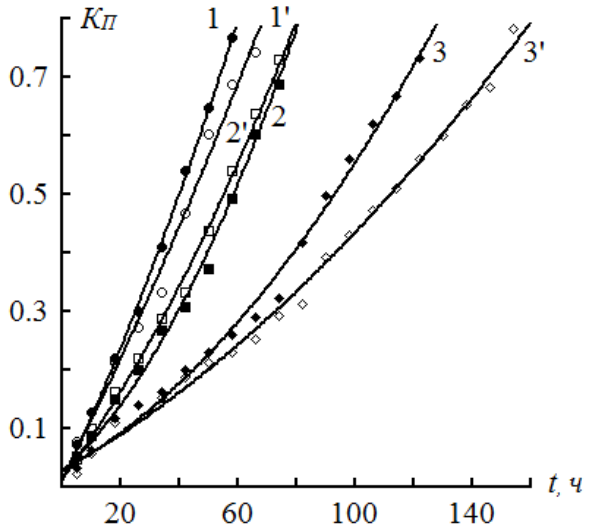


Рис. Зависимости коэффициента поглощения светового потока
от времени испытания минерального моторного масла М-10$Г_2$к при температуре:
1 – 180 °С; 2 – 170 °С; 3 – 160 °С (1, 2, 3 – без доливов; 1', 2', 3' – с доливами)

Регрессионные уравнения процессов окисления без доливов масла составили при температурах:

$$180\ ^\circ\text{C}\ \ K_{\text{п}} = 5,72 \cdot 10^{-5} t^2 + 0,0096\, t + 0,024,$$

$$170\ ^\circ\text{C}\ \ K_{\text{п}} = 7,33 \cdot 10^{-5} t^2 + 0,0034\, t + 0,049,$$

$$160\ ^\circ\text{C}\ \ K_{\text{п}} = 2,93 \cdot 10^{-5} t^2 + 0,0022\, t + 0,046.$$

Регрессионные уравнения процессов окисления исследуемого масла с доливами составили при температурах:

$$180\ ^\circ\text{C}\ \ K_{\text{п}} = 3,56 \cdot 10^{-5} t^2 + 0,0089\, t + 0,03,$$

$$170\ ^\circ\text{C}\ \ K_{\text{п}} = 4,42 \cdot 10^{-5} t^2 + 0,006\, t + 0,026,$$

$$160\ ^\circ\text{C}\ \ K_{\text{п}} = 1,36 \cdot 10^{-5} t^2 + 0,0026\, t + 0,04.$$

Выводы

1. Установлено, что процесс окисления масла при температурах 160 и 180 °С протекает менее интенсивно в случае испытания масла с доливами вне зависимости от времени испытания, однако при температуре 170 °С коэффициент поглощения светового потока ниже в случае испыта-

ния масла без доливов.

2. Определено, что доливы масла повышают температуру начала процесса окисления при сорокачасовом и пятидесятичасовом испытании. В то же время в случае двадцати- и тридцатичасового окисления температура начала процесса выше в случае испытания масла без доливов.

3. При значении коэффициента поглощения светового потока, равном 0,2, установлено, что при температуре испытания до 164,2 °С и свыше 178,8 °С доливы увеличивают потенциальный ресурс, однако в диапазоне температур от 164,2 до 178,8 °С доливы масла незначительно его уменьшают. В случае достижения коэффициентом поглощения светового потока значения, равного 0,7, положительное влияние доливов сказывается на бóльшем интервале температур.

Список литературы

1. Пат. № 2274850 РФ, МПК G01N 25/02. Способ определения термоокислительной стабильности смазочных материалов / Б.И. Ковальский, С.И. Васильев, Ю.Н. Безбородов, В.В. Гаврилов. Опубл. 20.04.2006, Бюл. № 11.

2. Пат. № 2366945 РФ, МПК G01N 33/30. Способ определения температурной стойкости смазочных масел / Б.И. Ковальский, Н.Н. Малышева. Опубл. 10.09.2009, Бюл. № 25.

3. Пат. № 2371706 РФ МПК G01N 25/00. Способ определения термоокислительной стабильности смазочных материалов / Б.И. Ковальский, Е.А. Вишневская, Ю.Н. Безбородов, Н.Н. Малышева. Опубл. 27.10.2009, Бюл. № 30.

Секция 5

ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

УДК 62-519

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ДРЕНИРОВАНИЕ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ В РЕЗЕРВУАРАХ

Е.Д. Акимов
Научный руководитель **Е.А. Бондаренко**
АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод "Восточной нефтяной компании"»

В нефтеперерабатывающей промышленности существуют качественно-количественные потери нефтепродукта. К количественным потерям приводит такое мероприятие, как дренаж подтоварной воды из резервуара, который является одной из важных операций, осуществляемых при эксплуатации резервуара для хранения нефти и нефтепродукта. В результате проведения операции дренажа нефтепродукт освобождается от подтоварной воды.

Проблемой является дренирование подтоварной воды из резервуаров, в которых хранится нефть и нефтепродукты. Подтоварная вода, дренируемая из этих резервуаров, служит источником загрязнения воздушного бассейна пожаро- и взрывоопасными и токсичными веществами, а также является источником потерь ценных продуктов. Также резкое снижение температуры вызывает замерзание и прекращение действия регулирующих устройств. Анализ причин аварий на складах нефтепродуктов показывает, что чаще всего они начинаются с замерзания запорной арматуры и устройств для дренирования подтоварной воды при нарушении правил их эксплуатации.

Операция дренирования производится вручную оператором. В момент дренирования оператор открывает задвижку и, используя визуальный метод контроля, оценивает, когда происходит отделение нефтепродукта от воды. У сифонного крана есть очевидный недостаток: оценка отделения нефтепродукта от воды происходит визуально.

Данный процесс попадает под газоопасную работу второй группы.

Из Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ (утв. Госгортехнадзором СССР 20.02.1985) следует, что на каждом предприятии должны осуществляться меры по сокращению количества газоопасных работ и повышению уровня их безопасности путем усовершенствования технологических процессов и их аппаратурного оформления, внедрения современных методов диагностики, средств гидравлической, механической, химической очистки технологического обору-

© Акимов Е.Д., 2017

дования и коммуникаций, оснащения технологических схем надежными средствами блокирования отдельных узлов и аппаратов и т. п.

Из изложенного следует, что решение проблемы дренирования подтоварной воды из резервуаров является весьма актуальным, и оно пока находится в стадии поисков.

Устранить данную проблему возможно путем автоматизации процесса дренирования подтоварной воды из резервуара.

Цель: создание автоматической системы дренирования воды из резервуара.

Задачи:

1. Описать технологический процесс автоматизированной системы дренирования.

2. Подобрать оптимальное оборудование для системы дренирования.

Описание технологического процесса автоматической системы дренирования

Процесс дренирования должен происходить двумя способами:

- дренированием по запросу оператора;
- автоматическим дренированием через задаваемый промежуток времени.

Технологическая схема системы дренирования представлена на рисунке.

Дренирование по запросу оператора происходит следующим образом: оператор через ЭВМ подает сигнал, и система производит дренирование с отображаемыми параметрами на ЭВМ.

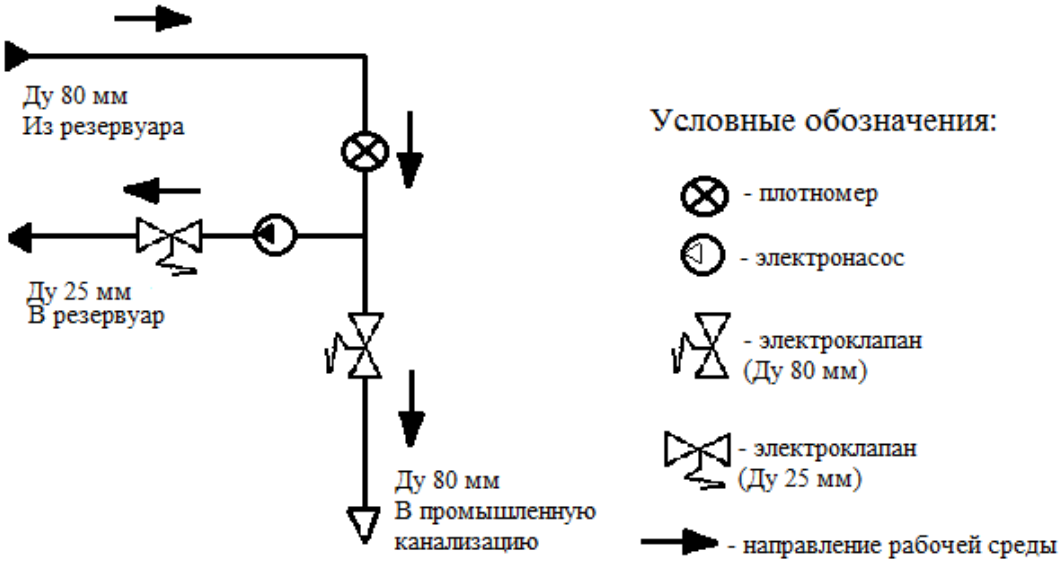


Рис. Технологическая схема системы автоматического дренирования подтоварной воды

Автоматическое дренирование происходит по следующему сценарию:

1. Обеспечение системы дренирования запрограммировано на определенный промежуток времени.

2. По истечении периода времени ЭВМ подает сигнал на систему дренирования.

3. Начинает работать плотномер, затем происходит открывание отсечного клапана (Ду 25 мм) и включение электронасоса.

4. Насос прокачивает нефтепродукт до той степени, пока подтоварная вода не поднимется до уровня плотномера или ее количество превысит заданную производительность.

5. После того как плотномер показал большее значение плотности, отсечной клапан закрывается (Ду 25 мм) и отключается электронасос.

6. Открывается отсечной клапан (Ду 80 мм) для сброса подтоварной воды в герметичную канализационную систему.

7. Дренирование происходит до той степени, пока плотномер не отобразит приближенное значение плотности нефтепродукта.

8. После сброса отсечной клапан (Ду 80 мм) закрывается и система отключается до следующего периода дренирования.

Устройство должно обеспечивать автоматическое и дистанционное управление процессом дренирования подтоварной воды. Также присутствуют следующие системы блокировок:

- сигнализация о дренировании;
- сигнализация об аварии при невыполнении исполнительным механизмом дренажных устройств команд открытия или закрытия клапана;
- сигнализация о загрязнении чувствительного элемента плотномера;
- автоматическое прекращение дренирования при отключении напряжения питания системы.

Выбор оборудования для системы дренирования

Необходимое оборудование для системы дренирования:

1. Датчик плотности.
2. Электронасос.
3. Электроклапан Ду 25 мм.
4. Электроклапан Ду 80 мм.
5. Электронагревательный кабель.
6. Терморегулятор.
7. Модуль контролера сигналов.

В данном проекте был произведен расчет автоматизированной системы дренирования подтоварной воды.

В процессе работы над проектом были решены следующие задачи:

- описан процесс дренирования подтоварной воды;
- произведен подбор оптимального оборудования для системы дренирования.

Предложенный способ автоматического регулирования процесса дренирования подтоварной воды позволяет сократить потери углеводородов из товарно-сырьевых резервуаров и освобождает обслуживающий персонал от присутствия у резервуара в процессе дренирования.

Преимуществом системы является:

- сокращение количества газоопасных работ второй группы;
- исключение потерь нефтепродукта при данной операции;
- исключение риска замерзания воды в дренажном устройстве.

Список литературы

1. Министерство энергетики Российской Федерации: План деятельности на 2013–2018 гг. – Режим доступа: http://www.minenergo.gov.ru/upload/docs/plan_minenergo.pdf.

2. Промышленные приборы и средства автоматизации в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. – М. : Химия, 1987. – 272 с.

3. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ: утв. 20.02.1985. – М. : Госгортехнадзор СССР, 1985. – 13 с.

УДК 665.6/.7

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ И ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ТЭК

В.А. Бабкин
АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод "Восточной нефтяной компании"»

В структуре российской экономики топливно-энергетический комплекс (ТЭК) занимает центральное место, выполняя не только функцию снабжения топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР), но и являясь источником существенной части доходов страны. Поэтому перспективам развития данного промышленного комплекса неизменно уделяется повышенное внимание [9].

Решая в целом энергосберегающие задачи, предприятия ТЭК сами являются потребителями значительного количества ТЭР. При этом потребляются все виды энергоресурсов: электрическая и тепловая энергии, котельно-печное топливо. Потребление энергоресурсов зависит от состава, технологии подготовки и переработки сырья, а также от оптимальной загрузки оборудования.

Наряду с созданием безопасной рабочей среды и обеспечением безопасных условий труда и стабильной работы оборудования выявление энергоемких участков на предприятиях и мест нерационального расхода энергоресурсов является наиболее приоритетным направлением. Причина в том, что затраты на энергоресурсы составляют одну из самых больших статей расходов.

Эффективность использования энергетических ресурсов определяет устойчивый рост экономики России, ее конкурентоспособность и энергетическую безопасность [9].

Исходя из этого, важнейшими задачами предприятий являются:

- повышение эффективности потребления ТЭР и сокращение всех видов их нерационального использования;
- внедрение энергосберегающего оборудования и материалов, а также мероприятий, направленных на снижение энергоемкости производства и доли затрат на выпускаемую продукцию;
- вовлечение работников предприятий в работу, направленную на выявление энергоемких участков на предприятиях и мест нерационального использования ТЭР;

© Бабкин В.А., 2017

• повышение квалификации руководящего и обслуживающего состава персонала.

Актуальность темы обусловлена все возрастающей необходимостью снижения уровня энергопотребления и повышения энергоэффективности для решения поставленных государством задач.

Нефтяная сфера – один из ключевых секторов российской экономики. Она влияет на определяющие темпы и пути социально-экономического развития государства, подвержена наибольшему регулированию со стороны государства по сравнению с большинством других отраслей. Самой важной специфичной чертой нефтяной сферы выступает то, что она не только способна генерировать огромные денежные ресурсы, но и аккумулировать их для решения большого числа социально-экономических проблем [5].

Нефтеперерабатывающая отрасль характеризуется энергоёмким производством: затраты на ТЭР являются вторыми по величине в структуре расходов после затрат на сырье [9].

В настоящее время нефтяная сфера экономики Российской Федерации представлена системой отраслевого кластера, в основе которого стоят вертикально интегрированные компании (ВИНК). Это крупные холдинги, имеющие полный производственный цикл: геологоразведку, собственную сеть добычи и нефтепереработки, сбыт нефтяных продуктов конечным потребителям [4, 5].

ПАО «НК "Роснефть"» входит в тройку крупнейших потребителей ТЭР в РФ. Структурный анализ распределения ТЭР по видам и направлениям деятельности показывает, что основным потребителем электроэнергии (87 %) является процесс добычи нефти и газа. Основным потребителем теплоэнергии (72 %) и топлива (85 %) является процесс переработки нефти [10].

Направлением нашего исследования принят процесс переработки нефти.

Нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) представляет собой совокупность основных нефтетехнологических процессов (установки, цеха, блоки), а также вспомогательных и обслуживающих служб [1, с. 815].

Технологические схемы установок включают в себя большое количество технологически увязанного теплообменного и печного оборудования, эффективность работы которых так же, как и схем рекуперации тепла, влияет на расход топливно-энергетических ресурсов в процессе переработки нефти [1, с. 81; 2; 3].

Можно выделить три наиболее четко выраженных направления возможного повышения энергоэффективности теплообменных систем: первое – установка нового современного и более эффективного оборудования; второе – использование уже задействованного оборудования и повышение

степени его эффективности за счет переобвязки потоков и/или его доработки с применением современных энергоэффективных материалов; третье – это их совокупность.

Выбор того или иного пути определяется величиной капитальных вложений, временем простоя установок и недовыработкой товарной продукции, сроком окупаемости вложений.

Оптимально подобранные схемы рекуперации тепла технологических потоков влияют как на снижение потребления котельно-печного топлива за счёт более эффективного обращения в системе собственной тепловой энергии, так и на потребление электроэнергии аппаратами воздушного охлаждения (АВО) за счёт снижения на них тепловой нагрузки [2, 3].

В процессах нефте- и газопереработки для обеспечения необходимой температуры в аппаратах требуется подводить или отводить тепло. Для этого на технологических установках широко используются специальные аппараты, называемые теплообменными или теплообменниками [7, с. 430; 8, с. 602].

На изготовление аппаратов, предназначенных для нагрева и охлаждения потоков сырья, продуктов и реагентов, затрачивается до 30 % общего расхода металла на всё технологическое оборудование. От правильного выбора типа и конструкции теплообменных аппаратов, применяемых на тех или иных технологических установках, во многом зависят показатели работы всего производства (завода). Высокая эффективность работы теплообменных аппаратов позволяет сократить расход топлива и электроэнергии, затрачиваемых на тот или иной технологический процесс, и оказывает существенное влияние на его технико-экономические показатели [7, с. 430; 8, с. 602].

В зависимости от конструкции теплообменные аппараты можно разделить на несколько групп: с поверхностью теплообмена из труб – кожухотрубчатые, труба в трубе, погружные, оросительные и др.; с поверхностью теплообмена из листового проката – спиральные, пластинчатые и др., каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки [1, с. 97; 7, с. 430; 8, с. 603]. Интенсификация теплообмена в них достигается путем снижения (или полного исключения) застойных зон, модификации поверхности теплообмена, увеличения скорости движения теплообменивающихся потоков и степени их турбулизации, снижения (или полного предотвращения) образования отложений на теплопередающей поверхности [1, с. 97; 6; 8, с. 602].

Трубчатые печи широко распространены в нефтеперерабатывающей, нефтехимической, коксохимической и других отраслях промышленности, являются составной частью многих установок и применяются в различных технологических процессах [7, с. 430; 8, с. 602].

Основными показателями, характеризующими работу трубчатой печи, является полезная тепловая нагрузка, теплонапряженность поверхности

нагрева и топочного пространства, коэффициент полезного действия печи [8, с. 547].

Трубчатая печь состоит из камеры сгорания или радиации, в которой размещаются радиантные трубы и сжигается топливо, и камеры конвекции, в которой находятся конвекционные трубы, обогреваемые дымовыми газами, поступающими из камеры сгорания [7, с. 345].

Из всего количества тепла, воспринятого радиантными трубами, значительная часть (85–90 %) передается излучением от пламени и раскаленных поверхностей огнеупорной футеровки, остальное – конвекцией. Наибольшее количество тепла в камере конвекции передается путем конвекции, оно достигает 60–70 % общего количества тепла, воспринимаемого этими трубами. Передача тепла излучением от газов составляет 20–30 %; излучением стенок кладки конвекционной камеры передается в среднем около 10 % тепла [8, с. 545].

Основными законами, определяющими теплопередачу радиацией в трубчатых печах, являются законы Кирхгофа и Стефана–Больцмана [9, с. 372].

Интенсификация процесса передачи тепла нагреваемому продукту может быть достигнута путем увеличения степени черноты задействованных поверхностей [7, с. 372; 8, с. 556], а также снижения (или полного предотвращения) образования отложений на теплопередающей поверхности.

Объектом исследования является технологическая установка первичной переработки нефти Ачинского НПЗ [2, 3].

Тепловые расчеты показали, что перераспределение потоков и замена теплообменного оборудования может привести к снижению температур потоков на выходе из системы на 27–29 %, снижению потребления электроэнергии по АВО на 21 %, снижению сжигания технологического топлива по задействованным в схеме секциям печи на 45 %. Также немаловажным результатом является уменьшение выбросов в атмосферу на 570 т в год [2, 3].

Нанесение специальных покрытий на футеровку, змеевики и внешнюю поверхность технологических печей также способствует снижению потребления топлива на 3–7 % и увеличению КПД печей на 2–3 % [2, 3].

Список литературы

1. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа / С.А. Ахметов [и др.]. – СПб. : Недра, 2006. – 868 с.

2. Увеличение энергоэффективности в процессе атмосферной перегонки нефти / В.А. Бабкин, Ф.А. Бурюкин [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Химия и химическая технология. – 2014. – № 3 (325). – С. 56–63.

3. Повышение энергоэффективности установок первичной переработки нефти / В.А. Бабкин, Ф.А. Бурюкин [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК "Роснефть"». – 2014. – Вып. 34. – С. 77–80.

4. Баталова А.А. Вертикально интегрированная нефтяная компания – ядро кластера // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 368–380.

5. Особенности межотраслевого кластера в нефтяной сфере / А.А. Баталова [и др.] // НАУКОВЕДЕНИЕ. – 2015. – Т. 7. – № 6.

6. Дрейцер Г.А. О некоторых проблемах создания высокоэффективных трубчатых теплообменных аппаратов / Московский авиационный институт (Государственный технический университет).

7. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки : справочник / Г.Г. Рабинович, П.М. Рябых, П.А. Хохряков [и др.]; под ред. Е.Н. Судакова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Химия, 1979. – 568 с.

8. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии : учеб. для вузов / А.И. Скобло, Ю.К. Молоканов, А.И. Владимиров, В.А. Щелкунов. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 725 с.

9. Хусаинова Е.К. Оценка экономической эффективности энергосберегающей деятельности нефтеперерабатывающих предприятий : дисс. … канд. экон. наук. – СПб. : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2015. – 139 с.

10. Шишкин А.Н. ОАО «НК "Роснефть"» – курс на повышение энергоэффективности – 2015. – С. 193–198.

УДК 622.85:622.276(571.1/.6)

ОТРИЦАТЕЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И НЕДРА РАНЕЕ ЛИКВИДИРОВАННЫХ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Е.И. Бердина
Научный руководитель **Т.А. Гайдукова**, доцент
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

В настоящее время на территории Западной Сибири за весь период геологоразведочных работ на нефть и газ пробурено более 500 000 глубоких скважин. Большинство месторождений нефти и газа разрабатываются с 70-х гг. прошлого столетия и находятся на завершающей стадии разработки. Из года в год количество ликвидируемых скважин увеличивается и усугубляется их отрицательное воздействие на окружающую среду, особенно на недра [4]. Большая часть ликвидированных скважин находится в аварийном состоянии, что представляет реальную угрозу для окружающей среды и недр от устья до глубины 2 000–2 500 м. Поэтому проблема об отрицательном воздействии ранее ликвидированных скважин является актуальной. Тем более, что у многих скважин сменился недропользователь или вообще его нет и они являются «бесхозными» [1].

Процесс ликвидации скважин – это комплекс работ, включающий составление проекта на ликвидацию скважины, проекта по выполнению экологических мероприятий (ОВОС) и сметы на финансовые затраты проведения этих работ. На особом положении оказываются скважины, находящиеся на нераспределенном фонде недр, где ответственность за состояние окружающей среды и недр относится к прямой юрисдикции государства. Если скважины на распределенном фонде находятся под наблюдением у предприятий-недропользователей, то систематический контроль за состоянием ликвидированных и законсервированных скважин на нераспределенном фонде, как правило, не проводится из-за отсутствия целевого финансирования [3, 4].

В настоящее время действует РД 08-492–02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов», утверждённая 22 мая 2002 г. № 22 начальником Госгортехнадзора РФ В.М. Кульечевым (см. рисунок) [2].

Согласно инструкции все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на 4 категории:

I – скважины, выполнившие свое назначение;

© Бердина Е.И., 2017

II – скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;

III – скважины, ликвидируемые по техническим причинам;

IV – скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам [2].

В данной инструкции также предусмотрены мероприятия (после ликвидации скважины) по дальнейшему учету, ежегодному контролю состояния устьев ликвидированных скважин и необходимым ремонтным работам при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр, которые осуществляет недропользователь (пункт 2.3.7) [2]. Но фактически контроль и ремонтные работы не проводятся в полном объеме.

В Западной Сибири скважины, простоявшие 20–30 лет после ликвидации, представляют опасность загрязнения верхней части геологического разреза, особенно до глубины 300–400 м, так как в этом интервале находится граница раздела пресной и минерализованной воды. На отдельных площадях уже на глубинах 200–300 м можно вскрыть линзы пластовой воды с минерализацией 20 г/л и содержанием растворенного газа метана. На основании заключения лаборатории гидрогеологии Томского отделения СНИИГГиМС и с учетом интерпретации выполненных ГИС в разрезе скважин юго-восточной части Западной Сибири граница раздела пресных и минерализованных вод находится на глубинах от 280 до 450 м и приурочена к глинистым отложениям эоцена (подошва чеганской свиты).

Пресноводные пески и глины характеризуются высокими дебитами 80–120 $м^3$/сут, залегают в интервале 0–450 м, поэтому должны полностью перекрываться кондуктором ∅ 245 мм и цементироваться до устья. Башмак кондуктора должен находиться в глинах люлинворской свиты.

Тем более, что через 10–20 лет на разрабатываемых крупных месторождениях фонд ликвидированных скважин увеличится в 2 раза за счет обводнённости эксплуатационных скважин, отсутствия надобности водозаборных и нагнетательных скважин и т. д. Последствия могут привести к заколоннным перетокам, из тумбы ликвидированной скважины могут появиться новые родники и ручьи иногда высокоминерализованной воды с нефтяной пленкой. Произойдет коррозия металла колонн и устьевого оборудования, разрушение цементных мостов, разрушение цемента в заколонном пространстве. При этом водонасыщенные пласты с высоким пластовым давлением усугубят экологическое состояние недр и ландшафта, а также будут способствовать возникновению открытых газонефтяных фонтанов, разливов нефти и пожаров [1].

При такой ситуации Госгортехнадзор РФ не в состоянии будет контролировать фонд скважин как ликвидированных, так и находящихся во временной консервации.

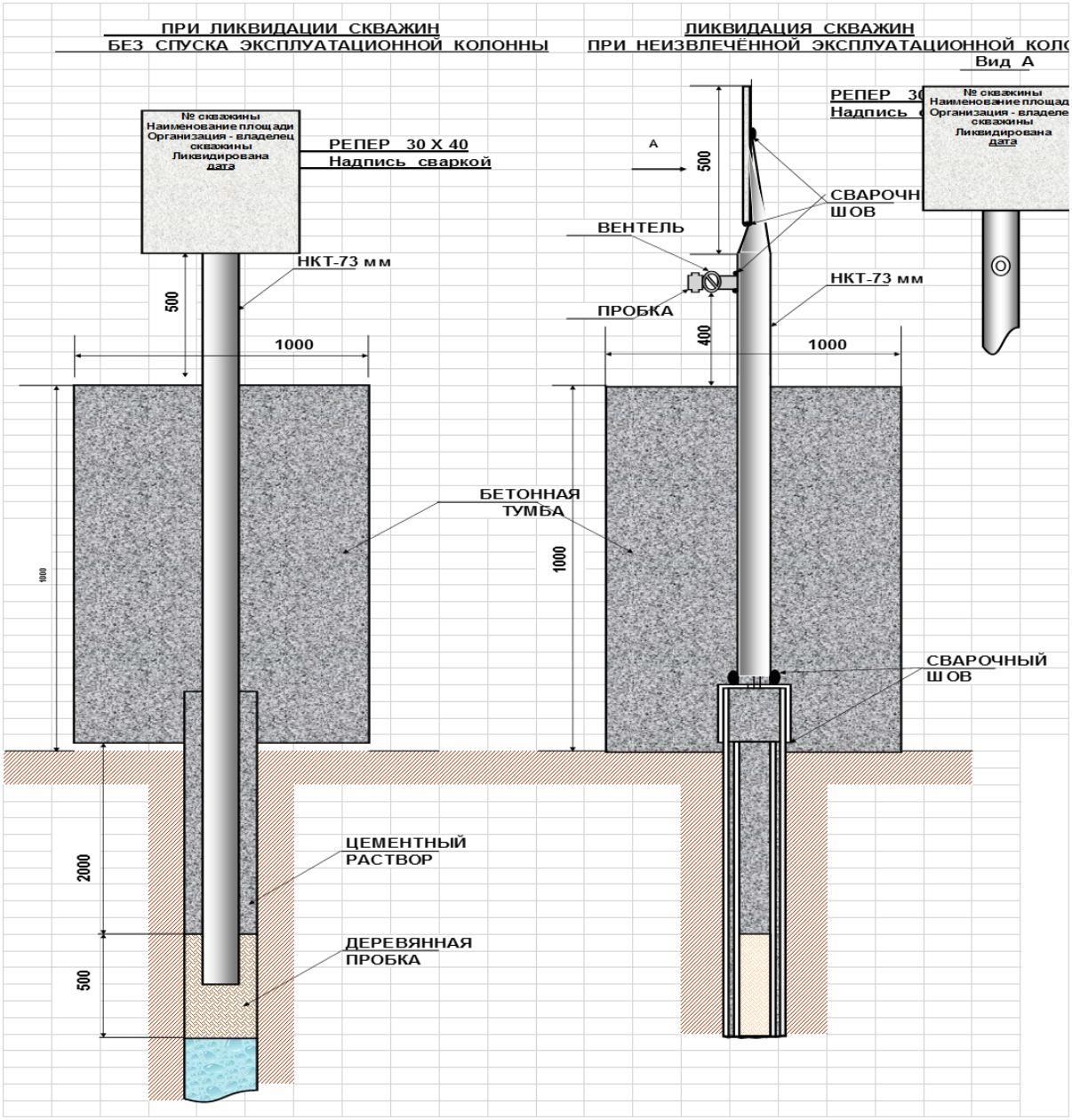


Рис. 1. Схема оборудования устья при ликвидации скважины согласно РД 08-492-02 «Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудованиях устьев и стволов»

В России в 2002–2003 гг. ОАО «НПЦ "Недра"» (ранее ФГУП НПЦ «Недра») и ОАО «Центргеология» выполнялись работы по объекту «Ликвидационные работы законченных бурением, опробованных и законсервированных нефтяных и газовых скважин на нераспределенном фонде недр» в рамках Государственного контракта № ВК-02-03/318. В 2002 г. было ликвидировано 5 опасных скважин. В 2003 г. эти работы были приостановлены из-за прекращения госбюджетного финансирования.

Поэтому необходим рациональный комплексный подход для разработки программы финансирования контроля и мониторинга всех ликвиди-

рованных, в том числе «бесхозных», скважин на территории России. Предлагается расширить круг ответственности и Госгортехнадзору РФ совместно с недропользователями, а также экологической службой Министерства природных ресурсов осуществлять решение этой проблемы. Рационально и справедливо распределить функции финансирования работ между этими организациями (ежегодные процентные отчисления на фонд ликвидированных скважин) и экологической службы МПР.

Ныне действующее законодательство не определяет ответственных за обеспечение безопасности таких объектов, так как ранее считалось, что стволы всех категорий скважин после их ликвидации полностью перестают представлять опасность для окружающей среды и недр.

Таким образом, весьма актуальным является вопрос о взаимодействии государственного и ведомственного мониторинга, чтобы был более жесткий контроль со стороны Ростехнадзора. Другой вариант решения данной проблемы – выделение экологической службы в независимую организацию как в структурном, так и в финансовом отношении. Это позволит получать достоверную и полную информацию. В целом необходимо создать систему, гарантирующую безусловное соблюдение стандартов экологической безопасности.

Список литературы

1. Агадулин И.И., Игнатьев В.Н., Сухоруков Р.Ю. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 4. – С. 82–90.

2. РД 08-492–02. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов: утв. Федеральным горным и промышленным надзором России от 22 мая 2002 г. № 22.

3. Седых В.Н. Леса Западной Сибири и нефтедобывающий комплекс. – М., 1996. – Вып. 1. – 36 с.

4. Пиковский Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. – М. : Изд-во МГУ, 1993.

УДК 504.06

О ПРОБЛЕМАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОКАЧЕСТВЕННОГО МОТОРНОГО ТОПЛИВА

Д.М. Чепиль
Научный руководитель **Е.В. Костоустова**, ст. преподаватель
Сибирский федеральный университет

Красноярск – административный центр Красноярского края, который расположен вдоль реки Енисей и упирается в горные цепи, обрамляющие долину. Город лежит как бы в чаше, на дне которой протекает река. Данные особенности рельефа формируют экологическую среду города, тем самым определяя циркуляцию воздушных масс и низкую рассеивающую способность атмосферы, что приводит к накоплению загрязнителей в городе и создает в нем острую экологическую проблему.

Красноярск является крупным индустриальным городом, на территории которого сосредоточено немалое количество производств разного профиля, поэтому экологическая ситуация в городе находится в крайне напряжённом состоянии.

Объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу Красноярска в 2015 г., представлен на рис. 1. К концу 2015 г. доля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от городских ТЭЦ составляла 22,5 %, от предприятий – 44,3 % и автотранспорта – 33,2 % [5].



Рис. 1. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу Красноярска в 2015 г.

Последние несколько лет стабильным ростом отличалась автомобилизация экономики и населения Красноярска. Город находится на седьмом месте в России по уровню относительной автомобилизации, где на тысячу жителей приходится 293 автомашины (данные представлены в табл. 1). Результат этого – высокий уровень загрязнения городского воздуха [1].

© Чепиль Д.М., 2017

Таблица 1

Обеспеченность легковыми автомобилями на тысячу жителей в городах России с населением свыше 1 млн человек (по состоянию на 1 января 2017 г.)

Город	Парк, тыс. шт.	Население, тыс. чел.	Обеспеченность на тыс. чел., шт.
Самара	390,9	1 171,0	334
Санкт-Петербург	1 665,3	5 225,7	319
Воронеж	318,4	1 032,4	308
Москва	3 782,8	12 330,1	307
Казань	368,5	1 217,0	303
Екатеринбург	446,5	1 477,7	302
Красноярск	312,5	1 067,9	293
Ростов-на-Дону	319,2	1 119,9	285
Уфа	311,6	1 121,4	278
Нижний Новгород	352,0	1 275,5	276

Увеличение числа легкового и грузового автомобильного транспорта, автобусного парка не может не повлиять на качество атмосферного воздуха. Решением данной проблемы являются два пути: первый – переход автотранспорта на экологическое топливо, второй – контролирование качества топлива, используемого на данный момент. Первый путь является самым эффективным по отношению к экологии, но долгим и экономически сложным во всех аспектах перевода транспорта на новый вид топлива (производство новых двигателей, новых машин, переоборудование АЗС и т. д.). Второй путь на данный момент времени самый подходящий.

Применение любого вида автомобильного топлива ухудшает экологию в мире, но и отказаться от него человечество не может, мы можем только улучшить его качество.

Чем опасен топливный контрафакт? Применение топлива, имеющего отклонения от нормы, ухудшает техническое состояние двигателя и приводит к повышенному выбросу токсичных веществ. Выбросы этих веществ технически неисправным двигателем автомобиля превышают в 1,5–2 раза выбросы, которые происходят от технически исправного двигателя (данные приведены на рис. 2), и сокращают срок его службы в 2–4 раза [2].

При заправке на АЗС топливом марок 92, 95 или дизельным топливом существует малая вероятность того, что в бак автомобиля попадет топливо, соответствующее установленным характеристикам. По данным Россстандарта, представленным в марте 2017 г., при проверке АЗС России нарушения нашли на 18 % из 1 536 проверенных ведомством заправок, причем 12 % АЗС торговали топливом с нарушениями физико-химических свойств, т. е. фальсификатом [4].

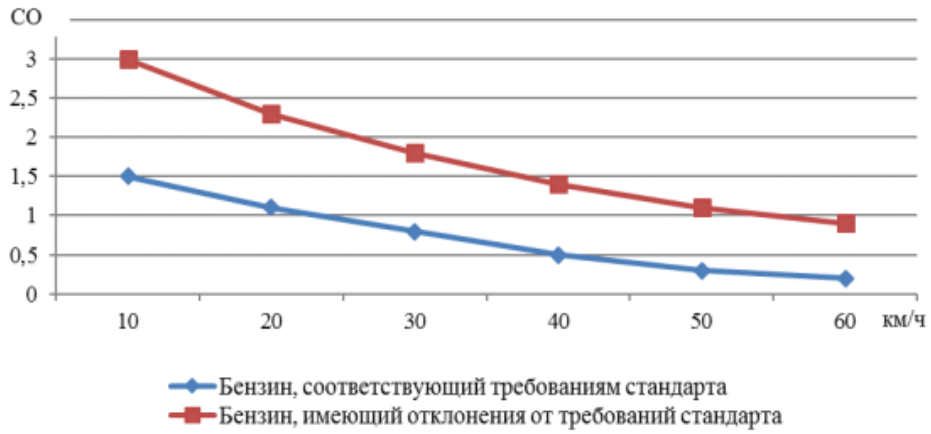


Рис. 2. Влияние качества топлива
и скорости движения автомобиля на выбросы CO

Некачественный бензин отрицательно влияет на работу автомобиля, и при его сжигании выделяется больше вредных веществ. После заправки топлива в бак автомобиля заливается суррогат – 80-й, а то и 76-й бензин, доведённый до определенного количества октанового числа вредными присадками (рис. 3). Все данные действия считаются правомерными, так как согласно ТР ТС 013/2011 к качеству автомобильных бензинов, представленным в табл. 2, нет никаких требований к метанолу, этанолу, концентрации железа и марганца, которые входят в самые вредные присадки к топливу [6].

При сгорании топлив автомобильных двигателей окружающую среду загрязняют следующие продукты: оксид углерода, оксид азота, несгоревшие углеводороды и сажа, также присутствуют альдегиды, оксид серы и другие вредные вещества. Продукты сгорания имеют прямое и косвенное воздействие: прямое – нанесение организму временного раздражающего действия, косвенное – изменения в окружающей среде (поражение зеленых насаждений, увеличение количества туманных дней).



Рис. 3. Получение фальсификатного бензина

Таблица 2

Требования к характеристикам автомобильного бензина

Характеристики автомобильного бензина	Нормы в отношении экологического класса			
	К1	К2	К3	К4
Концентрация железа не более, мг/дм^3	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Концентрация марганца не более, мг/дм	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Объемная доля метанола	Не определяется	1	1	1
Объемная доля этанола	Не определяется	5	5	5

Наличие в топливе различных присадок способствует образованию нагара на стенках камеры сгорания, поршнях и клапанах, что ведет к увеличению концентрации оксидов азота. Нагар увеличивает объем мертвого пространства в камере сгорания, в результате чего увеличивается количество несгоревших углеводородов (примерно на 5–10 % через каждые 10 тыс. км пробега автомобиля).

Объёмы продаж некачественного бензина в России по различным оценкам составляют от 30 до 70 %. Откуда берется некачественный бензин и кому это выгодно? Крупных нефтеперерабатывающих заводов, выпускающих более миллиона тонн топлива, у нас в стране порядка 30, а мелких – около 90. И, увы, работа этих мелких предприятий не всегда контролируется должным образом. Вот и поступает в продажу бензин негодного качества. Выгода организации очевидна: 20 л ацетона достаточно для того, чтобы из тонны 92-го бензина сделать тонну 95-го, а если добавить еще чуть-чуть, то 95-й уже становится 98-м. Разницу в цене 92 и 98-го бензина знает каждый водитель. Топливный контрафакт поступает с мелких нефтеперерабатывающих заводов, с нефтебаз и при транспортировке бензовозами.

Однако появляется другой вопрос: если АЗС будет продавать на самом деле 92, 95-й бензин или дизельное топливо, то цена на топливо вырастет? Нет, от этого цена не увеличится, так как ценник на АЗС уже установлен на продажу данного топлива, цена увеличивается от причин, приведенных на рис. 4 [3].



Рис. 4. Формирование цены на топливо в России

Чтобы изменить ситуацию с использованием низкокачественного моторного топлива к лучшему, нужно проанализировать не только законы, но и подзаконные акты, увеличить периодичность проверок надзорными органами, так как на данный момент проверять одну АЗС Ростандарт имеет право раз в 3 года. Следует внести поправки в административный кодекс по антиконтрафактной деятельности, где наказанием будет оборотный штраф – 1 % от выручки (не менее 500 тыс. руб.) за продажу некачественного топлива, или приостановка деятельности на 90 сут за повторное нарушение, или штраф в размере 2 млн руб. Если АЗС систематически нарушает правила, необходимо лишать организацию лицензии.

Список литературы

1. Аналитическое агентство. – Режим доступа: https://www.autostat.ru/.

2. Коваленко В.Г. Экологическая безопасность в системах нефтепродуктообеспечения и автомобильного транспорта. – М. : ЛитНефтеГаз, 2004. – 150 с.

3. Кто назначает стоимость бензина в России? – Режим доступа: www.mk.ru/economics.

4. Некачественный бензин нашли на каждой восьмой заправке в России. – Режим доступа: ntv.ru.

5. Слова и факты о состоянии воздуха в Красноярске. – Режим доступа: http://ecodelo.org.

6. ТР ТС 018/2011. О безопасности колесных транспортных средств. Технический регламент Таможенного союза. – Введ. 2015-01–01. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/902320557 (дата обращения 30.03.2016).

УДК 504.5:621.643.03.004.67

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ПОЛИКАРБОНАТНОГО ГЕРМЕТИЗАТОРА НА ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ГРУНТОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ЗОНЕ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

А.В. Громик
Научный руководитель **С.И. Васильев**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Поликарбонатные герметизаторы для тампонирования труб, находящихся на хранении, хоть и прошли успешные испытания на экспериментальных участках ремонта нефтепровода, но до настоящего время не нашли широкого применения. Одной из причин этого является настороженное отношение эксплуатирующих организаций к данному типу герметизаторов, связанное с экологией, так как в составе готового герметизатора могут содержаться частицы свободного формальдегида.

Свободный формальдегид, содержащийся в герметизаторе, при его использовании гипотетически в небольшом количестве может попасть на грунт и с ливневыми стоками в реки или озера [1]. Формальдегид из герметизатора может вымываться осадками, если их количество превысит его водоудерживающую способность. По наблюдениям гидрометслужбы Красноярского края за 2000–2016 гг. максимальное количество осадков, выпадающих летом за сутки, составляет 96 мм. Эта величина, принятая для расчета, является наихудшим случаем в рассматриваемом варианте.

Экспериментально установлено, что в течение первых суток после выпадения осадков первая порция инфильтрационных вод составляет 20–30 % объема осадков [2]. Принятое нами предположение о том, что эта первая порция полностью достигнет уровня грунтовых вод и загрязнит их, является также наихудшим условием, который и принят в расчетах. Количество инфильтровавшейся воды

$$Q = 96 \cdot 0{,}3 = 28{,}8 \text{ мм.}$$

В горизонтальном сечении площадью 1 м^2 объем инфильтровавшейся воды

$$Q_{\text{гр}} = 0{,}288 \cdot 100 = 28{,}8 \text{ л.}$$

а концентрация формальдегида в ней равна 11,3 мг/л. Общее количество формальдегида в отфильтровавшейся воде

$$G = 28{,}8 \cdot 11{,}3 = 325{,}4 \text{ мг.}$$

© Громик А.В., 2017

В дальнейших расчетах исходили из следующих предпосылок, которые характерны для условий пункта водопользования Нижняя Пойма:

- мощность водоносного горизонта 3 м;
- коэффициент фильтрации пород водоносного горизонта 1,5 и 10 м в сутки.

Просочившиеся осадки повышают уровень грунтовых вод. Повышение уровня грунтовых вод определяется по формуле

$$\Delta H = \frac{W\Delta t}{\mu}, \quad (1)$$

где W – инфильтрация, м; Δt – период инфильтрации, сут; μ – недостаток насыщения.

Из вышесказанного следует, что период инфильтрации составляет 1 сут, а инфильтрация равна 0,0288 м^3. Значение недостатка насыщения принято μ = 0,1.

В результате расчета выявилось, что повышение уровня грунтовых вод составит соответственно 0,25 м. Тогда мощность водоносных горизонтов после инфильтрации равна соответственно 3,1 м.

Как сказано выше, на столб площадью 1 м^2 (в горизонтальном сечении) попадает 28,8 л загрязненной воды (или 325,4 мг формальдегида) в первые сутки. При этом будет происходить перемешивание загрязненной инфильтровавшейся воды с грунтовой водой в силу свойственного ей турбулентного характера движения. Расстояние от ремонтного участка до водоема, равное не менее 100 м, загрязненный фронт пройдет за 10 сут (при коэффициенте фильтрации 1,10 м/сут). За это время число перемешиваний составит не менее 10. Вследствие этого загрязненная инфильтрационная вода сравнительно равномерно распределится в грунтовой воде, излившейся в водоем. Отсюда концентрация формальдегида в грунтовой воде при мощности водоносного горизонта в 3 м и превышении уровня грунтовых вод в 0,1 м составит:

$$К_{ст} = \frac{325{,}4}{3\ 100} = 0{,}105\ ^{мг}/_{л},$$

при превышении уровня грунтовых вод в 0,25 м

$$К_{ст} = \frac{325{,}4}{3\ 250} = 0{,}1\ ^{мг}/_{л}.$$

При принятых нами предпосылках максимальная концентрация формальдегида в грунтовой воде, изливающейся в водоем, составляет 0,10 мг/л, что в 2 раза превышает ПДК для водоемов (0,05 мг/л). Однако следует отметить, что эта максимальная концентрация в грунтовой воде до

разгрузки ее в водоеме может снизиться до ПДК и ниже, так как на снижение уровня загрязнения помимо разбавления влияют [3]:

- сорбционная и поглощающая способность грунтов зоны аэрации и водоносного горизонта;
- поглотительные и удерживающие свойства пластовых экранов в местах разгрузки потоков грунтовых вод.

В наихудшем случае можно игнорировать 2 последние предпосылки, тогда необходимо определить максимальное расстояние в водоеме, где концентрация формальдегида снизится до ПДК [4]. Это расстояние рассчитывали, используя формулу С.Н. Черкинского по определению содержания вредных примесей в загрязненной воде, исходя из условия смешения ее в водоеме.

Допустимое содержание формальдегида в грунтовой воде рассчитывается по формуле [5]:

$$К_{ст} = \frac{aQ}{q}\left(К_{пд} - К_{р}\right) + К_{пд}, \quad (2)$$

где $К_{ст}$ – допустимая в сточных (в нашем случае грунтовых) водах концентрация вещества, угрожающего ухудшением санитарно-токсикологических свойств воды водоема, мг/л; $К_{пд}$ – предельно-допустимая концентрация вещества, мг/л; $К_{р}$ – возможная концентрация аналогичного вещества в воде водоёма в месте предполагаемого выпуска сточных вод, мг/л; $\frac{aQ}{q}$ – степень возможного разбавления сточных вод до ближайшего пункта водопользования Нижняя Пойма с учетом местных условий; Q, q – соответственно расходы воды в водоеме и сточных вод, поступающих в водоем, м^3/с; а – коэффициент смешения, определяющий долю расчетного расхода водоема, которая участвует в разбавлении сточных вод, определяется по формуле Н.Д. Родзиллера:

$$a = \frac{1-\beta}{1+\frac{Q}{q}\beta}, \quad (3)$$

$$\beta = \frac{1}{2{,}72^{\alpha\sqrt[3]{L_ф}}}, \quad (4)$$

где $L_ф$ – расстояние от места выпуска сточных вод до места водопользования по фарватеру реки, м. В нашем случае это расстояние, где происходит снижение концентрации формальдегида в водоеме ПДК; α – коэффициент, учитывающий гидравлические факторы смешения,

$$\alpha = \xi\varphi\sqrt[3]{\frac{E}{q}}. \quad (5)$$

Здесь ξ – коэффициент, зависящий от места выпуска стока в реку, при выпуске у берега реки он равен 1; φ – коэффициент извилистости реки Пойма,

$$\varphi = \frac{L_{\text{ф}}}{L_{\text{пр}}}, \tag{6}$$

где $L_{\text{пр}}$ – расстояние от места выпуска сточных вод до места водопользования по прямой, м. На небольшом участке реки $L_{\text{ф}} = L_{\text{пр}}$, отсюда φ = 1; E – коэффициент турбулентной диффузии, для равнинных рек определяется по формуле В.М. Маккавеева:

$$\text{E} = \frac{gH_{\text{ср}}\vartheta_{\text{ср}}}{2mc}, \tag{7}$$

где g = 9,81 м/с^2; $H_{\text{ср}}$ – средняя глубина реки, м; $\upsilon_{\text{ср}}$ – средняя скорость течения на участке смешения, м/с; m – коэффициент Буссинского, для воды m = 22,3; c – коэффициент Шези,

$$\text{c} = \frac{1}{n}\sqrt[6]{H_{\text{ср}}}, \tag{8}$$

где n – коэффициент шероховатости по М.Ф. Срибному.

После подстановки ряда преобразований получаем

$$L_{\text{ф}} = \frac{q\sqrt[6]{H_{\text{ср}}}}{0{,}22H_{\text{ср}}\upsilon_{\text{ср}}}\left(\ln\frac{K_{\text{ст}}}{K_{\text{пд}}\left(1+\frac{q}{Q}\right)-\frac{q}{Q}K_{\text{ст}}}\right)^3. \tag{9}$$

При расчете определяли расход загрязненной грунтовой воды. Расход грунтовой воды определяли по известной формуле:

$$q = \text{К}_{\Phi}HiB, \tag{10}$$

где $\text{К}_{\text{ф}}$ – коэффициент фильтрации, м/сут; H – мощность водоносного горизонта, м; i – уклон; B – ширина потока, м.

Для расчета был принят максимальный расход грунтовой воды при максимальном загрязнении, которое наблюдается при $H + \Delta H$ = 3,1 м. Такой расход будет в том случае, если $\text{К}_{\text{ф}}$ = 10 м/сут и i = 0,1 (по принятым нами предпосылкам [5]). Для определения ширины потока нами был принят отвал площадью 1 га, тогда B = 100 м,

$$q = 10 \cdot 3{,}1 \cdot 0{,}1 \cdot 100 = 310 \text{ м}^3\text{/сут},$$

или

$$q = 0{,}0036 \text{ м}^3\text{/с}.$$

Река Пойма, протекающая через п. Верхняя Пойма, Нижняя Пойма и впадающая в р. Бирюса, согласно Гидрологическому ежегоднику имеет следующие характеристики: Q = 6,14 м^3/с, $\upsilon_{ср}$ = 0,6 м/с, $H_{ср}$ = 0,43 м. Характеристика ее русла n = 0,04. Отсюда

$$L_{ф} = \frac{0{,}0036\sqrt[6]{0{,}43}}{0{,}22 \cdot 0{,}43 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}04}\left(\ln\frac{0{,}105}{0{,}05\left(1+\frac{0{,}0036}{6{,}14}\right)-\frac{0{,}0036}{6{,}14}0{,}105}\right)^3 = 1{,}02 \text{ м},$$

т. е. практически концентрация формальдегида в водоеме (р. Пойма) снизится до ПДК на расстоянии 10 м от ремонтного участка нефтепровода [2].

Проведенные расчеты (исходя из наихудших условий) показали, что при расположении земляного сооружения (или отвала) из грунта, на который попадает герметизатор не ближе 100 м от водоема концентрация формальдегида в грунтовой воде в месте спуска ее в водоем равняется 0,1 мг/л. Следовательно, применение герметизатора для проведения сварочных ремонтных работ магистрального нефтепровода не будет загрязнять окружающую среду и оказывать вредного влияния.

Список литературы

1. Блохин Ю.И. Исследования режима и баланса подземных вод Прибайкалья : автореф. дисс. … канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 1975.

2. Васильев С.И. Методология прогнозирования эффективности использования траншейных экскаваторов для разработки мерзлых грунтов : дисс. … д-ра техн. наук. – СПб., 2014. – 314 с.

3. Васильев С.И. Побочное влияние карбамидных поропластов на аквабионты при утеплении грунтов Сибири // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОНГ, 2012. – Вып. 9. – С. 42–47.

4. Васильев С.И., Мелкозеров В.М., Ортман А.С. Экспериментальные и теоретические исследования свойств пеноутеплителя для предохранения грунта от промерзания в условиях Сибири // Системы. Методы. Технологии. – Братск : БрГУ, 2010. – № 10. – С. 102–107.

5. Васильев С.И., Мелкозеров В.М. Исследование эксплуатационных характеристик карбамидного поропласта как утеплителя грунтов для предохранения от сезонного промерзания // Системы. Методы. Технологии. – Братск : БрГУ, 2010. – № 7. – С. 109–115.

УДК 614.841.343

АНАЛИЗ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ ПРЕГРАД

А.И. Гулеватова, А.В. Феоктистова
Научный руководитель **А.Н. Минкин**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Современные условия жизни общества способствуют росту числа пожаров и размеров социально-экономических последствий от них во всем мире.

Актуальность анализа общей статистики пожаров и статистики пожаров на производственных объектах очевидна, особенно на объектах нефтегазовой отрасли. Современную промышленность нельзя в наше время представить без оборудования, инструментов, компьютерных комплексов управления и энергетических систем. При этом электроэнергия – это возможный источник искр: перегрев, замыкания и любые неисправности в технике могут привести к возгоранию. Практически любое производство вне зависимости от вида изготавливаемой продукции является небезопасным.

Наиболее частые причины возникновения пожаров [5]:

- несоблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- безответственное, халатное или беспечное отношение работников к огню;
- неисправность электрической проводки, электроаппаратуры, электроустановок, неадаптированность импортных приборов к отечественной электросети;
- последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожаро- и взрывоопасных сред;
- проведение электро- и газосварочных работ, электро- и газорезки металла, других технологических процессов, связанных с применением открытого пламени или искрообразованием;
- захламленность рабочей среды;
- размещение излишков взрыво- и пожароопасных веществ в рабочей среде;
- умышленный поджог.

Проблема возгорания становится еще более актуальной, если учесть наличие практически на любых производствах горюче-смазочных и химических веществ, из-за которых возникает повышенная опасность быстрого вспыхивания и распространения пламени по большим площадям [4].

© Гулеватова А.И.; Феоктистова А.В., 2017

По видам аварий наибольшее количество составляют взрывы и пожары, которые происходят по причинам, связанным с нарушениями эксплуатации электроустановок.

При этом пожар на производстве практически всегда сопровождается огромными финансовыми потерями, а также существует большой риск появления человеческих жертв. Поэтому очевидно: экономить на монтаже системы пожаротушения опасно.

Проблемой существующих систем и методов пожаротушения на производственных объектах является их невысокая эффективность, вследствие чего возникают большие материальные потери и человеческие жертвы.

В соответствии с действующим сводом правил МЧС помещения с автоматизированными промышленными системами управления должны оснащаться системами автоматического пожаротушения, так как способны обеспечить сведение риска распространения огня при возгорании к минимуму. Они являются обязательной составляющей противопожарной техники безопасности в производственных помещениях категорий В1, В2, В3 в соответствии с НПБ 110, 104, а также с техническим регламентом [4].

В настоящее время имеется большое количество противопожарных барьеров, предназначенных для предотвращения распространения огня и продуктов сгорания в защищаемом помещении (в частности, производственном). К числу этих разновидностей относятся противопожарные шторы. Варианты конструктивного исполнения противопожарных штор и механизмов, приводящих их в действие в случае возникновения пожара, могут быть самыми различными [1, 2].

Целью данной работы является анализ существующих противопожарных преград на производственных объектах.

К числу вариантов конструктивного исполнения противопожарных штор и механизмов относится система пожаротушения помещения, при использовании которой в случае возникновения очага возгорания в помещении в последнем создается объемная концентрация огнегасящего вещества, заполняющая весь объем этого помещения [8].

Недостатками этого устройства являются:

- необоснованно высокий расход огнегасящего вещества в тех случаях, когда зона (или зоны) возгорания занимает (занимают) не весь объем помещения, а только его часть;
- нанесение ущерба производственному персоналу, оборудованию и материалам, находящимся в помещении, при использовании химически активных и (или) вредных для здоровья людей огнегасящих веществ.

Также известны конструкции, состоящие из противопожарных штор, выполненных из огнестойких тканей, закрепленных на специальных карнизах и спускаемых с карнизов к полу помещения по боковым направляющим в случае возникновения очага возгорания внутри пожароопасной

зоны, по периметру которой расположены эти противопожарные шторы, образующие в совокупности противопожарную преграду [6].

Недостатком данного устройства является низкая эффективность в обеспечении противопожарного барьера из-за неплотного прилегания противопожарных штор к боковым направляющим и основанию (полу помещения), вследствие чего происходит:

- сохранение частичного газообмена (в частности, естественной тяги [3]) между зоной возгорания, блокированной противопожарными шторами, и остальным объемом помещения, что затрудняет процесс и увеличивает время тушения пожара внутри указанной зоны;
- проникновение продуктов горения и химически активных и (или) вредных для здоровья людей огнегасящих веществ за пределы зоны возгорания, блокированной противопожарными шторами.

Третья рассмотренная противопожарная преграда – преграда, изготовленная из огнестойкой ткани, выполненная в виде рукава. Она охватывает пожароопасную зону, плотно прикрепляется к полу этого помещения и находится на нем в сложенном состоянии при отсутствии возгорания. В случае возникновения очага возгорания преграда поднимается вверх и расправляется стропами с помощью подъемного механизма [7].

В поднятом состоянии (после возникновения очага возгорания в пожароопасной зоне и удаления производственного персонала на безопасное расстояние от зоны возгорания) противопожарная преграда препятствует газообмену между зоной возгорания и остальной областью производственного помещения, а также проникновению продуктов горения и газопылевого огнетушащего вещества из зоны возгорания в остальную область производственного помещения.

Недостатками данного изобретения являются:

- наличие натянутых тросов и нахождение противопожарной шторы на полу производственного помещения, вследствие чего имеет место затруднительное перемещение персонала и техники по производственному помещению;
- сохранение частичного газообмена;
- неуниверсальность, так как может загореться любая другая область на объекте.

Проанализировав существующие системы пожаротушения на производственных объектах, мы определили, что наиболее эффективной является противопожарная преграда, изготовленная из огнестойкой ткани, выполненная в виде рукава. Несмотря на недостатки, данное устройство имеет технико-экономическую эффективность, обусловленную:

- снижением расхода огнетушащих веществ при ликвидации очага возгорания вследствие ограничения области распыления газопылевых огнетушащих веществ с помощью рукава противопожарной преграды;

• предотвращением повреждения оборудования и материалов, находящихся вне зоны возгорания, химически активными газопылевыми огнетушащими веществами вследствие ограничения области распыления этих веществ стенками рукава противопожарной преграды;

• повышением работоспособности производственного персонала после ликвидации очагов возгорания вследствие увеличения степени защищенности людей от вредного для их здоровья воздействия продуктов горения и газопылевых огнетушащих веществ.

Список литературы

1. Афтон. Противопожарные системы. – Режим доступа: http://afton.ru/products/fire-barriers/fireproof-curtains/ei60/
2. БиКомс Холдинг. – Режим доступа: http://www.bikoms.ru/dictionary/p/protivopozharnye-shtory-ei60/
3. Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н. Гидравлика и гидропривод. – М. : Недра, 1991. – 331 с.
4. НПГ Гранит-Саламандра. – Режим доступа: http://www.granit-salamandra.ru/information/publications/pozharotushenie-na-proizvodstve/
5. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности. – Режим доступа: http://ohrana-bgd.narod.ru/jdtrans/jdtrans_129.html.
6. Пат. РФ № RU 71550 U1 / И.В. Макунин [и др.] RU. Опубл. 20.03.2008.
7. Пат. РФ № RU 142841 U1. Опубл. 10.07.2014.
8. Пат. РФ № SU 1501349 A1 / А.С. Бем [и др.]. RU Опубл. 27.07.1999.

УДК 339.5

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ КРУПНЕЙШИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ

А.Е. Корнеев
Научный руководитель **Е.В. Костоустова**, ст. преподаватель
Сибирский федеральный университет

Нефть – ограниченное полезное ископаемое, которое относится к невозобновляемым природным ресурсам, поэтому требует разумного, взвешенного и бережного отношения. Сейчас, когда доля нефтегазовых доходов в бюджете России составляет не менее 37 %, а мировой кризис обрушил цены на углеводородные источники энергии, особенную актуальность приобретает отслеживание ситуации на мировом нефтегазовом рынке в реальном времени.

По оценкам специалистов можно выделить две группы факторов, влияющих на спрос и предложение на мировом рынке нефти.

Из факторов, влияющих на предложение, можно выделить следующие:

1. Снижению предложения на рынке помогают договоренности стран ОПЕК о сокращении добычи. В состав ОПЕК входят 13 стран, на их долю приходится приблизительно 35 или 50 % мирового экспорта нефти;

2. Снятие санкций с Ирана в январе 2016 г. позволило увеличить добычу на 1,5 млн барр/сут. Саудовская Аравия захватила часть европейского рынка Ирана и значительно снизит добычу только при условии, если Иран сделает то же самое, что Ирану крайне невыгодно;

3. Важным фактором остается стабильность нефтяной промышленности США. Несмотря на высокую цену добычи сланцевой нефти (относительно других марок нефти) и значительное снижение цен на нефть, число буровых установок в США уменьшилось, но объем добычи снизился незначительно.

Из факторов, влияющих на спрос, выделяют следующие:

1. В последние годы наблюдается тенденция к наращиванию добытых запасов нефти (хранящихся в резервуарах) у крупных стран (Китай, США и т. д.).

2. Мировая промышленность развивается, а значит, растет потребность в энергии, что приводит к увеличению потребления нефти. Однако снижение ВВП Китая в III квартале 2015 г. и теплая зима, ставшая причиной сокращения спроса на топливо бытового назначения в северном полушарии, снизило прогноз на спрос нефти в Китае.

© Корнеев А.Е., 2017

3. Появляются научные разработки, которые позволяют снизить потребление нефти (электромобили, двигатели, работающие на спирту, и т. д.).

Есть также и факторы, не вошедшие в эти группы, так как они могут влиять и на предложение, и на спрос:

• Колебания цен на нефть могут быть вызваны попросту «крупной игрой» богатых инвесторов.

• Политическая нестабильность, как и природные катаклизмы, в богатых нефтью регионах могут вызвать непредсказуемые последствия.

• Необходимо также принимать во внимание и курс американской валюты, поскольку ослабление доллара означает подорожание нефти и наоборот.

Доказанные запасы нефти на сегодняшний день составляют по разным оценкам от 1,5 до 1,7 трлн барр. Из них 70–80 % контролируются странами-участницами ОПЕК, 74 % из доказанных запасов Венесуэлы и 96 % Канады – это битуминозные (нефтяные пески), очень сложные и затратные в освоении, требующие огромного количества пресной воды. На рисунке показаны мировые запасы, добыча и потребление нефти.

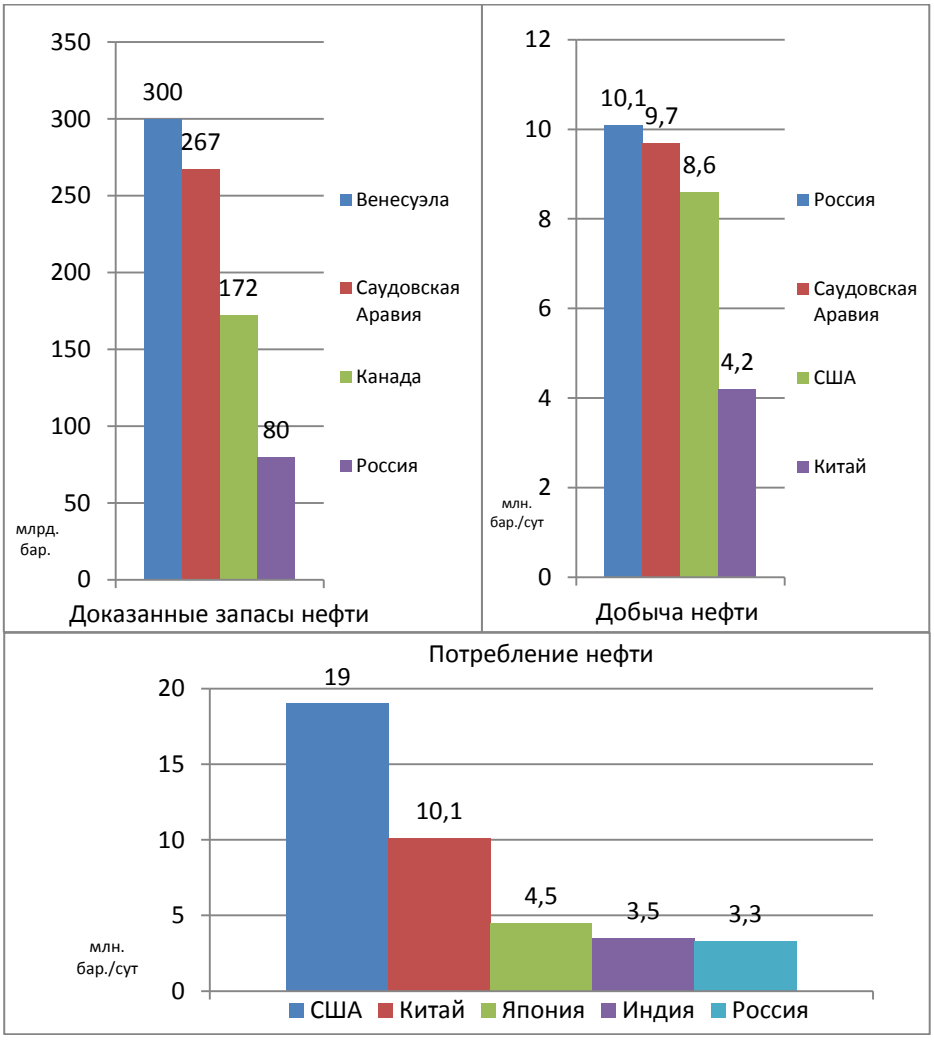


Рис. Мировые запасы, добыча и потребление нефти

Российские запасы насчитывают около 80 млрд барр.

В табл. 1 представлены наиболее значимые компании для мирового нефтегазового рынка.

По мнению специалистов рост спроса на нефть до 2021 г. будет ежегодно увеличиваться на 1,2 млн барр/сут (табл. 2). Однако падение цен не сможет обеспечить дополнительные стимулы к росту нефтяного спроса в краткосрочной перспективе.

Таблица 1

Рейтинг крупнейших компаний мировой нефтегазовой отрасли по данным на 2016 г.

Компания	Рыночная капитализация, млрд долл.	Добыча*, млн барр/сут	Выручка, млрд долл.	Чистая прибыль, млрд долл.	Рентабельность, **%
Exxon Mobil США	363,3	4,1	376,2	32,5	8,64
Royal Dutch Shell Нидерланды	210	2,95	420,4	14,9	3,54
PetroChina КНР	203,8	4,07	333,4	17,4	5,22
Chevron США	192,3	2,62	191,8	19,2	10,01
Газпром РФ	57,1	8,38	158,0	24,1	15,25
Роснефть РФ	51,1	5,07	129,0	9,0	6,98
Reliance Industries Индия	50,6	–	71,7	3,7	6,16
ЛУКойл РФ	36,8	2,4	121,4	4,7	3,87
Petrobras Бразилия	67,45	2,55	143,7	–7,5	–5,22

Примечания: * рейтинг добычи представлен в виде производства нефтяного эквивалента (учитывается газ и другие фракции, пересчитанные в нефтяной эквивалент);
** по данным 2014 г.;
*** по данным 2015 г.

Таблица 2

Сводная таблица баланса спроса на нефть и предложения нефти в мире (млн. барр./сут.)

Показатель	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Мировой спрос	94,4	95,6	96,9	98,2	99,3	100,5	101,6
Предложение стран вне ОПЕК	57,7	57,1	57	57,6	58,3	58,9	59,7
Нефть стран ОПЕК	32,0	32,8	33,0	33,0	33,2	33,5	33,6
Газоконденсат ОПЕК	6,7	6,9	7,0	7,1	7,1	7,1	7,2
Мировое предложение	96,4	96,7	97	97,8	98,7	99,5	100,5
Предполагаемое изменение запасов	2,0	1,1	0,1	–0,4	–0,7	–1,0	–1,1

Ключевая роль Азии в будущей структуре спроса находит свое отражение в росте доли региона в мировой торговле нефтью. К 2021 г. страны

Азии вне ОЭСР будут импортировать 16,8 млн барр/сут нефти и нефтепродуктов, что на 2,8 млн барр/сут больше, чем в 2015 г. Китай будет лидировать по росту спроса на нефть в регионе. Прогнозируется, что к 2020 г. стратегические запасы нефти страны увеличатся как минимум на 500 млн барр/сут.

США выступает в настоящее время как потенциальный экспортер больших объемов нефти. Продолжится рост мирового спроса на нефтепродукты, но он не будет поспевать за ростом инвестиций в новые заводы. Ближний Восток укрепит свои позиции в качестве крупнейшего центра нефтепереработки и нарастит экспорт нефтепродуктов темпами, сравнимыми только с американскими.

Тенденции мирового спроса влияют на предложение нефти и баланс рынка.

Некоторые страны – члены ОПЕК и Россия – пришли к соглашению заморозить добычу нефти и дали понять, что возможны и дальнейшие политические инициативы. В других странах ОПЕК проявляются негативные последствия низких цен на нефть: такие страны, как Алжир, Нигерия и Венесуэла, находятся в режиме экономии, следовательно, и инвестировать в нефтяной сектор они будут меньше.

Снижение цен на нефть влияет на инвестиции. На сегодняшнем мировом рынке практически ни в одной стране, помимо Ирака и Ирана, нет резервных нефтедобычных мощностей и требуются значительные инвестиции только в поддержание существующей добычи.

Новые мощности пока практически никто обеспечить не может для удовлетворения растущего спроса. Специалисты считают, что к концу 2021 г. существует риск резкого роста цен на нефть, вызванного недостатком инвестиций, и этот крутой всплеск цен будет таким же дестабилизирующим фактором для мировой нефтяной отрасли, как и их падение.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Российская нефтегазовая отрасль имеет хорошие показатели, несмотря на не самую стабильную ситуацию на мировом нефтегазовом рынке. Основным источником дохода является добыча нефти и газа, но не стоит забывать, что запасы нашей страны не бесконечны и являются не самыми большими по сравнению с остальными странами. Сравнив количество отечественных НПЗ и зарубежных, можно сказать, что одним из приоритетных направлений развития российской промышленности является развитие переработки нефтяных фракций. Учитывая сложившуюся ситуацию в российской нефтегазовой отрасли, вторым приоритетным направлением развития является аккуратная и оптимальная эксплуатация скважин для получения максимального коэффициента извлечения углеводородов. Разработка иностранных месторождений – очень хорошее направление развития, ведь этот шаг экономит отечественные запасы углеводородов и позволяет получить новый опыт отечественным специалистам.

2. У Саудовской Аравии ситуация, сходная с российской, только стоит отметить, что их доказанные запасы углеводородов приблизительно в 3,5 раза больше российских.

3. Нефтегазовая отрасль остальных стран показывает более низкие показатели, чем российская, однако, как было сказано выше, иностранные компании делают упор на переработку углеводородов. Такая стратегия не всегда будет более выгодна, но точно более стабильна в разрезе времени.

Список литературы

1. Доля нефтегазовых доходов в бюджете России упала до семилетнего уровня. – Режим доступа: http://www.rbc.ru/economics/24/03/2016/56f32a639a794756a61f301e.

2. Пять факторов, влияющих на цену нефти. – Режим доступа: http://www.oilexp.ru/news/prichiny-dalnejshego-podesheveniya-nefti/99568/

3. Мировые запасы нефти в мире. – Режим доступа: http://www.нефть-газ-ископаемые.рф/zapasi-nefti-v-mire-po-stranam.

4. Запасы, производство и потребление нефти по странам мира. – Режим доступа: http://www.ereport.ru/articles/commod/oilcount.htm.

5. Нефть, глобальный взгляд. – Режим доступа: http://vseonefti.ru/neft/global-oil.html.

УДК 53.05

МЕТОД И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ФИКСАЦИИ ВЗРЫВА ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

А.А. Крехов
Научный руководитель **Ю.Н. Безбородов**, д-р техн. наук
Сибирский федеральный университет

В нынешних условиях освоения месторождений Крайнего Севера особо остро встает проблема обеспечения пожарной безопасности новых объектов. В связи с этим возникает потребность в исследованиях и контроле поведения взрывов и пожаров при отрицательных температурах. Горючие газы могут воспламеняться или взрываться, если они смешаны в определенных соотношениях с воздухом и нагреты не ниже температуры их воспламенения. Воспламенение и дальнейшее самопроизвольное горение газовоздушной смеси при определенных соотношениях газа и воздуха возможно при наличии источника огня (даже искры).

Повышение безопасности объектов нефтегазового комплекса является актуальной научной задачей. К примеру, газопроводы относятся к опасным объектам нефтегазового комплекса. Аварии на них могут привести к катастрофическим последствиям.

В настоящее время принят принцип «предвидеть и предупредить» вместо принципа «реагировать и исправлять».

Определенный интерес представляет контроль и подавление взрыва в магистральных газопроводах при транспортировке газа, эксплуатирующихся в экстремальных природно-климатических условиях Севера [1].

Отмеченные обстоятельства делают актуальными контроль и оценку риска аварий магистральных газопроводов для транспортировки газа в условиях Севера.

Одним из этапов исследования стала разработка модели и концепции для реализации экспериментальной установки, предназначенной для воссоздания процессов горения взрыва газовоздушной смеси в условиях низких температур.

Исследование включает следующие этапы:

- разработка блок-схемы метода контроля и фиксации взрыва газовоздушной смеси;
- разработка концепции, компоновка испытательного стенда и подбор фиксирующего оборудования.

© Крехов А.А., 2017

На первом этапы была разработана блок-схема осуществления метода контроля и фиксации взрыва газовоздушной смеси (рис. 1).

Целью данного этапа стал подбор возможного фиксирующего оборудования для фиксации взрыва газопроявления с возможностью снятия максимально всеобъемлющего количества численных показателей.

На втором этапе в качестве объекта проведения эксперимента стал отрезок полиэтиленового рукаваа с закрытыми торцами длиной 15 м, диаметром 1 м и толщиной стенки 0,1 см [2].

Материал трубы описывался моделью упругопластической среды с кинематическим законом упрочнения и параметрами: $\rho = 780$ кг/м^3, разрушающее напряжение при изгибе $120 \cdot 10^5$ Па, модуль упругости $110 \cdot 10^3$ Па [3].

Окружающий воздух посредством бытового поршневого компрессора с прямым приводом Garage PK 24.F185/1.1 через гибкие шланги и счетчик газа с термокомпенсацией BK-G4T поступает в полиэтиленовый рукав с одного из торцов до появления натяжения стенок.

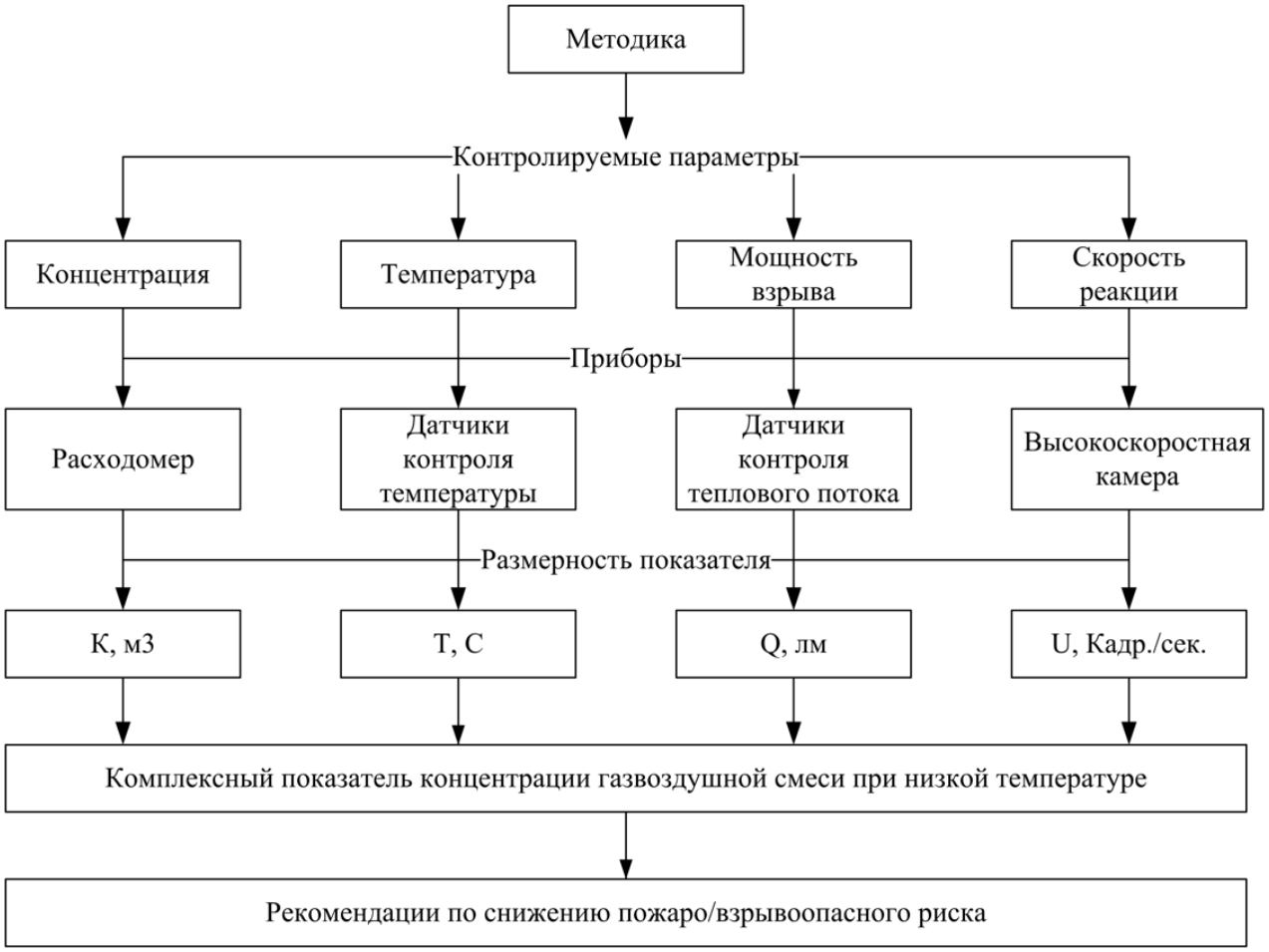


Рис. 1. Методика получения экспериментальных данных

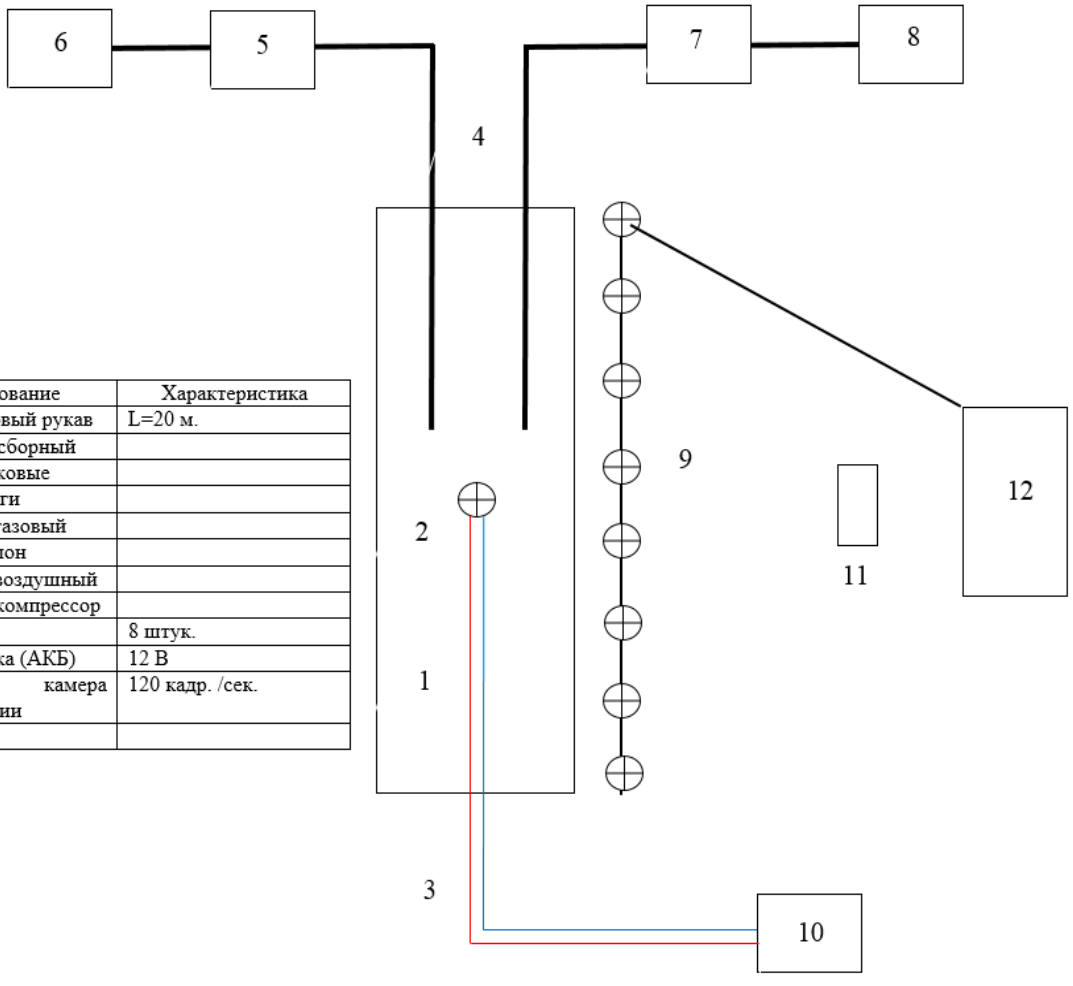
Общая схема экспериментальной установки представлена на рис. 2.

Одновременно с процессом подачи воздуха через идентичную схему «компрессор – шланг – счетчик – шланг – рукав» в последний подается бытовой газ для получения однородной смеси по всему объему рукава.

Как известно, чтобы начался процесс горения, температура поджигающего источника должна быть выше, чем температура воспламенения (температура воспламенения бутана 430 °С, пропана 504 °С) [4]. Поэтому далее в рукав устанавливается собранный пиропатрон (к двухжильному изолированному проводу присоединяется ответная часть для крепления лампочки 12V, предварительно просверленная, наполненная дымным порохом и запаянная), после чего рукав со второй стороны зажимается струбциной или запаивается.

Производится выдержка накаченного рукава в течение 10 мин, после чего производится детонация пиропатрона посредством подключения двухжильного провода к аккумулятору.

Начальная температура окружающей среды и газовой смеси составляла от –42 до +30 °С.



№	Наименование	Характеристика
1	Полиэтиленовый рукав	L=20 м.
2	Пиропатрон сборный	
3	Провода пусковые	
4	Гибкие шланги	
5	Расходомер газовый	
6	Газовый баллон	
7	Расходомер воздушный	
8	Воздушный компрессор	
9	ДКТП	8 штук.
10	Источник тока (АКБ)	12 В
11	Скоростная камера видеофиксации	120 кадр. /сек.
12	Компьютер	

Рис. 2. Экспериментальная установка

Фиксация эксперимента осуществлялась посредством:

- скоростной экшн видеокамеры GoPro Hero3 White Edition (с качеством видеосъемки 1920 × 1080 Пикс (FullHD), скорость видеосъемки 120 кадр/с);
- датчика контроля теплового потока разработки ООО «НИИППБ»;
- счетчика газа с термокомпенсацией ВК-G4T;
- поршневого компрессора с прямым приводом Garage PK 24.F185/1.1.

Результаты проведенных экспериментов представлены на рис. 3 и 4.

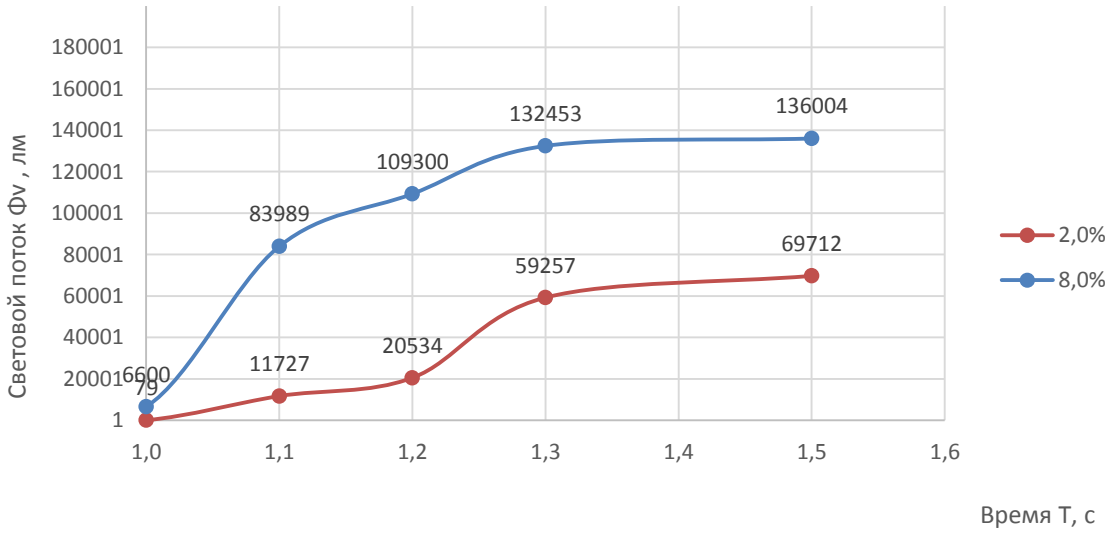


Рис. 3. Зависимость интенсивности взрыва
от концентрации газа в объеме рукава

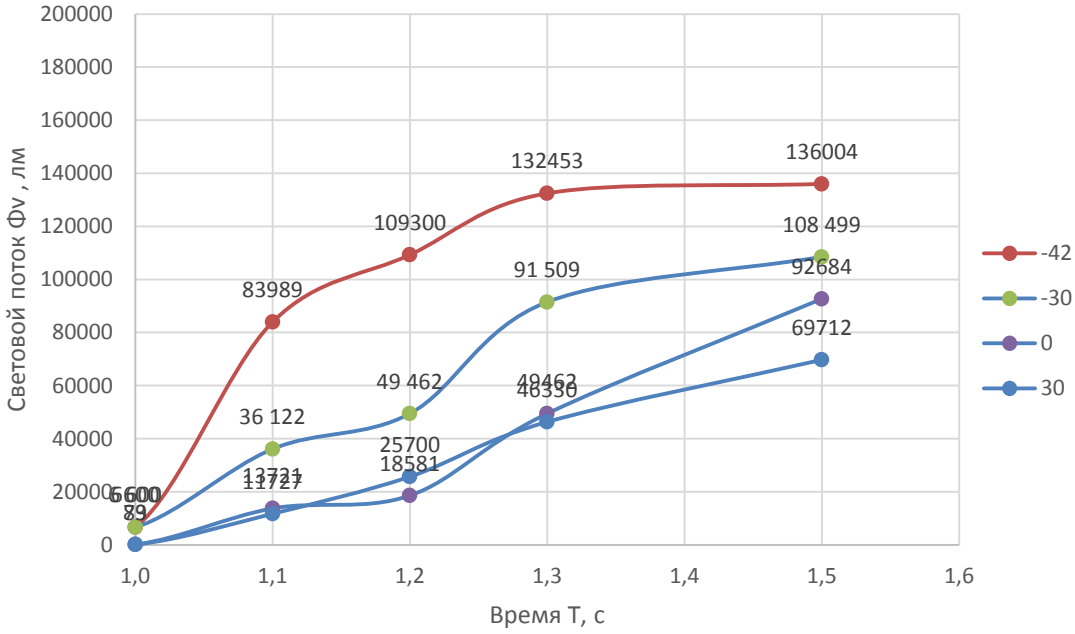


Рис. 4. Зависимость интенсивности взрыва
от температуры окружающей среды

В ходе эксперимента было установлено, что взрыв наиболее высокой мощности протекает при концентрации газа 8,0 % от всего объема рукава. Для температурного показателя эта величина составила –42 °С. Характеристики, полученные в диапазоне от –30 до 0 °С имеют незначительные расхождения. Величины в диапазоне от +10 до +30 °С практически не отличаются.

При незначительном понижении температуры и повышении давления газ превращается в жидкость, а при температуре –40 °С и атмосферном давлении переходит в газообразное состояние.

Список литературы

1. Захарова М.И. Анализ риска аварий резервуаров и газопроводов в условиях Севера // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 2. – С. 54–64.

2. Крехов А.А., Петров А.В. Взрыв газовоздушной смеси при низких температурах // Молодая нефть: сб. ст. Всеросс. молодеж. науч.-техн. конф. / отв. за выпуск О.П. Калянина. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2014. – С. 119–127.

3. Крехов А.А., Дектерев А.А. Разработка и совершенствование способов моделирования развития пожара и взрыва с учетом особенностей протекания процессов в условиях Крайнего Севера // Современные материалы, техника и технологии. – 2015. – № 3 (3). – С. 144–148.

4. Бесчастнов М.В. Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение. – М. : Химия, 1991. – 432 с.

УДК 551.64

РЕГИСТРАЦИЯ ПОЖАРООПАСНЫХ МЕСТ ЧЕРЕЗ НАБЛЮДЕНИЕ ВТОРИЧНЫХ ПРИЗНАКОВ ВОДОРОДНОЙ ДЕГАЗАЦИИ

К.С. Артёмова, А.В. Бушкина, В.С. Лагашкина
Научный руководитель **А.Б. Федоров**, канд. физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

Существует множество работ, посвященных вопросам дегазации Земли, в том числе выделения водорода, метана и других газов [1–3].

Дегазация имеет существенно сезонный характер. Активизация газовыделения приурочивается к началу весны. Это вызвано процессом оттайки мерзлого грунта и запуском жизненных процессов почвенной биоты, а именно различных видов газотрофных бактерий. Процессы жизнедеятельности бактерий требуют некоторых оптимальных уровней влажности, температуры и газовой среды.

На протяжении последних нескольких лет наблюдается повышенный уровень пожаров и возгораний. Эти процессы наблюдаются практически по всей территории России. В сибирском регионе весенне-летние пожары повторяются практически каждый год. Мы увязываем эти события с нарастанием уровня водородной и метановой дегазации.

Пожароопасность возрастает в силу увеличения уровней дегазации и по причине поздней протайки земли, что сводит на нет демпфирующее воздействие газопоглощающих бактерий. Горючие газы, скопившиеся под мерзлотной коркой за зимний период, начинают резкий выход на поверхность в момент быстрой и поздней протайки поверхности земли. Демфирующее воздействие биоты практически отсутствует по причине неудовлетворительных жизненных условий для газопоглощающих бактерий.

В результате на поверхности земли формируются комбинации газов, готовых к естественному возгоранию.

Особый интерес представляют вторичные признаки жизнедеятельности водородных бактерий, представленные в виде широко распространённых в Сибири кочек (рис. 1).

Это явление есть результат закончившегося цикла жизнедеятельности водородных бактерий. Представленнные кочки указывают на места водородной дегазации и легко наблюдаются визуально.

© Артёмова К.С., Бушкина А.В., Лагашкина В.С., 2017



Рис. 1. «Земляные вулканчики» вдоль автотрассы «Байкал» (08.05.2016)

Эти места концентрации «водородных кочек» (рис. 2) тяготеют к линиям геологических разломов. Тектонические разломы являются естественными путями миграции углеводородных газов из глубин Земли на поверхность.

В последние годы происходит нарастание процессов выделения углеводородных газов. Поэтому следует ожидать продолжения пожаров в момент сезонной протайки земли, а возможно, и усиления масштабов пожаров, и увеличения их количества.

Выводы

1. Необходимо проведение исследований и картирование мест углеводородной дегазации.

2. Организация наблюдений за местами обнаружения вторичных признаков водородной дегазации и линий тектонических разломов.



Рис. 2. «Водородная кочка» в разрезе

3. Проведение превентивных мероприятий для стравливания накопившихся за зимний сезон горючих газов путем бурения скважин.

Список литературы

1. Ларин В.Н. Наша Земля (происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли). – М. : Агар, 2005. – 248 с.

2. Сыворткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. – М. : ООО «Геоинфоцентр», 2002. – 250 с.

3. Дегазация Земли и геотектоника : тез. докл. симпозиума. – М. : Наука, 1976. – 90 с.

УДК 614.841.23

ВОЗРАСТАНИЕ ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ И УГЛЕВОДОРОДНАЯ ДЕГАЗАЦИЯ

Р.С. Мирошников, Т.С. Кудинова,
В.В. Серенков, О.Н. Филипенкова
Научные руководители: **А.В. Бражников**, канд. техн. наук;
А.Б. Федоров, канд. физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

Проблема лесных пожаров является актуальной для России, так как около половины мировой площади бореальных лесов (до 600 млн га) приходится на ее территорию. Большая часть их расположена в Сибири. Ежегодно в России регистрируется от 10 до 35 тыс. лесных пожаров, охватывающих площади от 500 тыс. до 2 млн 500 тыс. га [1].

Больше всего очагов природных пожаров зарегистрировано на территории Сибирского федерального округа (6,88 тыс., 56 % от общего количества по стране). Здесь же наибольшая степень разрушения озонового слоя за этот период. Пожароопасность и общее содержание озона имеют прямые причинно-следственные связи.

Вопросы глубинной дегазации активно изучаются уже давно, в последнее время в данном направлении наметился существенный прогресс, что обусловлено разработкой новых более точных приборов и методов фиксации данного явления.

В этой связи целесообразно обратить внимание на изменение содержания свободного кислорода в атмосфере Земли: в результате анализа мегациклов гранитизации и гранитообразования геологической истории Земли были получены данные, свидетельствующие об активизации нарастания процессов глубинной дегазации Земли [2, 3] (рис. 1).

Стоит также отметить, что в результате газовой съемки относительно таких газов, как аргон, метан и водород, была выявлена сезонность процессов дегазации. Как видно из графиков (рис. 2), с января по март в подземных водах наблюдалось постоянное, в пределах погрешности изменений, газосодержание, типичное для атмосферного воздуха. Однако с мая происходит существенный рост концентраций метана и водорода более чем в 60 раз, после чего снижается. Это явление сезонности обусловлено замерзанием породы, а также ее последующим оттаиванием, что предоставляет возможность для выхода накопившихся газов.

© Мирошников Р.С., Кудинова Т.С., Серенков В.В., Филипенкова О.Н., 2017

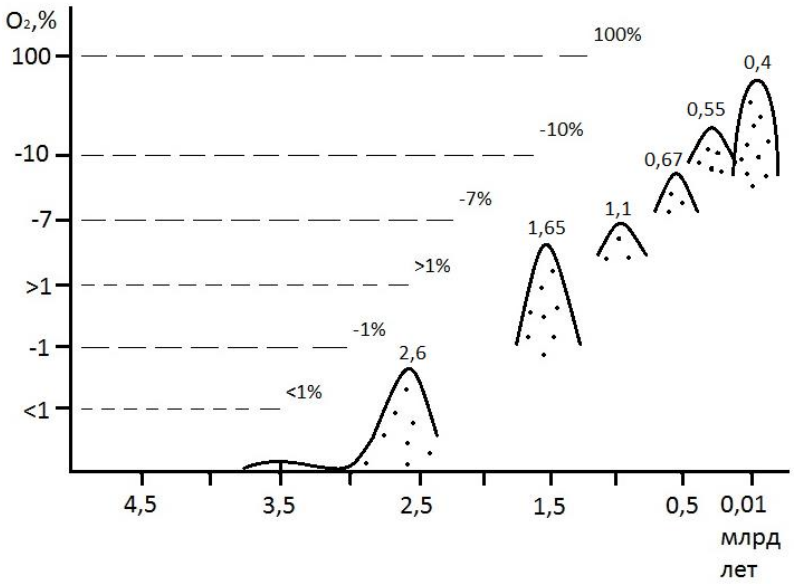
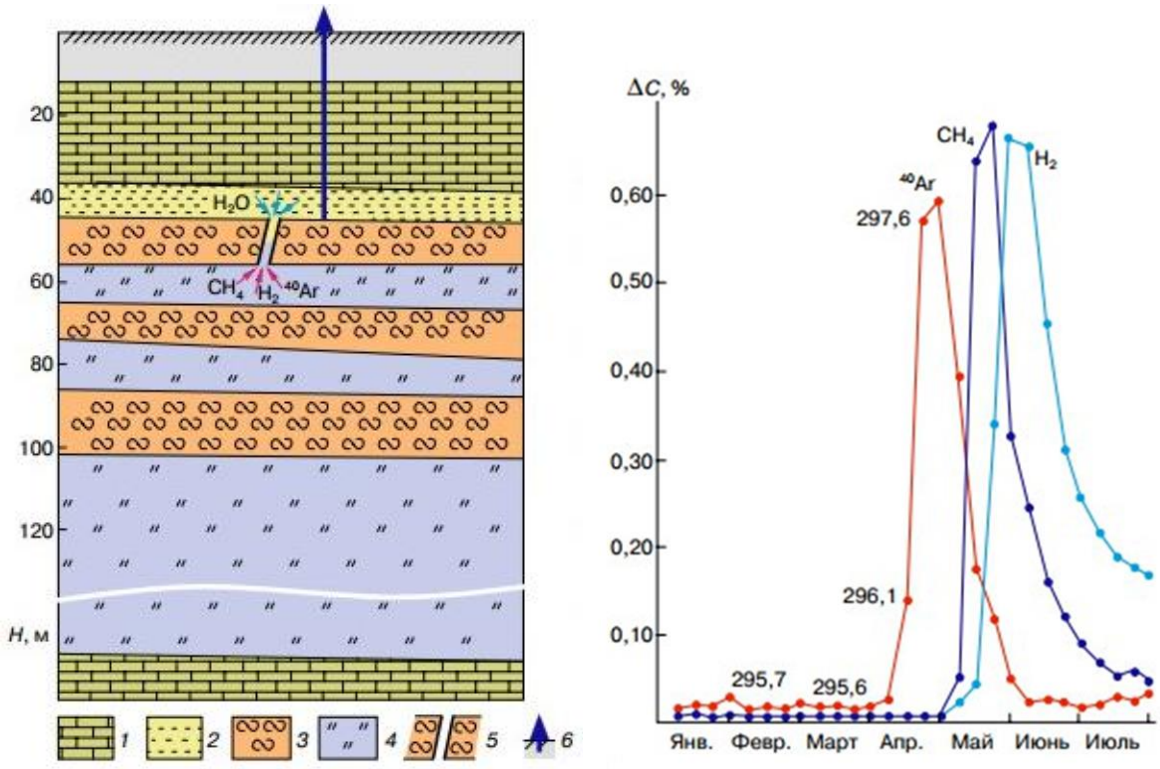


Рис. 1. Изменение содержания свободного кислорода в атмосфере Земли, в % от современного уровня, и мегациклы гранитизации и гранитообразования [4]



а *б*

Рис. 2. Результаты исследования целостности водозащитной толщи месторождения калийных солей: *а* – усредненный геологический разрез месторождения (1 – известняки; 2 – песчаник; 3 – глинистые отложения; 4 – залежи калийных солей; 5 – разрыв водонепроницаемого пласта; 6 – наблюдательная скважина); *б* – данные газовой съемки

Согласно концепции глубинной дегазации отрицательные озоновые аномалии образуются под воздействием водородно-метановых выбросов, т. е. наличие областей пониженного озона на картах аномалий, общее содержание озона указывает нам места выделения этих горючих, легковоспламеняемых газов, которые могут образовывать взрывоопасные смеси с воздухом. Здесь же через озоновую аномалию происходит приток дополнительного ультрафиолетового излучения в слои приземного воздуха. Избыточный ультрафиолет запускает фотохимические реакции образования приземного озона.

При этом реакции образования приземного озона следующие:

$$NO_2 + h\nu \rightarrow NO + O\ (\lambda < 420\ \text{нм}),$$

$$O + O_2 + M \rightarrow O_3 + M,$$

где M – любая частица, воспринимающая энергию.

В то же время, взаимодействуя с оксидом азота, озон окисляет его до NO_2 и разрушается:

$$NO_2 + O_3 \rightarrow NO_2 + O_2,$$

$$CO + OH \rightarrow CO_2 + H,$$

$$H + O_2 + M \rightarrow HO_2 + M,$$

$$HO_2 + NO \rightarrow OH + NO_2,$$

$$NO_2 + h\nu \rightarrow NO + O,$$

$$CO + O_2 + h\nu \rightarrow CO_2 + O.$$

Последнее приводит к реакции

$$O + O_2 + M \rightarrow O_3 + M.$$

Как в случае оксида углерода, так и в реакциях с органическими соединениями скорость образования O_3 определяется реакцией радикала OH с CO или VOC, а важнейшей реакцией является взаимодействие HO_2 с NO.

$$CH_4 + OH \rightarrow CH_3 + H_2O,$$

$$CH_3 + O_2 + M \rightarrow CH_3O_2 + M,$$

$$CH_3O_2 + NO \rightarrow CH_3O + NO_2.$$

Далее метоксил (CH_3O), взаимодействуя с молекулярным кислородом, образует формальдегид (H_2CO):

$$CH_3O + O_2 \rightarrow H_2CO + HO_2.$$

Радикал пергидроксил (HO_2) восстанавливается до гидроксила, взаимодействуя с оксидом азота:

$$HO_2 + NO \rightarrow OH + NO_2.$$

В этих реакциях молекулы NO_2 появляются дважды, следовательно, они могут фотодиссоциировать, образуя нечетный кислород и далее молекулу озона. Таким образом, в ходе этих реакций появляется две молекулы озона. При низких содержаниях углеводородов с ростом концентрации NO_x выход O_3 падает, а при соотношении VOC / NO_x = 20 выход озона в данной реакции при росте NO_x до 400 мкг/м^3 увеличивается в 17–18 раз. Именно такие соотношения реагирующих компонентов могут возникать вблизи разломных зон, через которые выделяются потоки метана и водорода, такая смесь сама по себе способна к самовоспламенению, особенно в условиях интенсивного облучения ультрафиолетом, а также контакта с металлами переменной валентности, например с железом.

Главным фактором, определяющим возникновение пожарной опасности, являются озоновые аномалии. Их роль — повышение приземной температуры за счет втягивания южных антициклонов (в Северном полушарии) и добавки солнечной энергии из стратосферы. С другой стороны, именно под центрами озоновых аномалий располагаются центры глубинной водородно-метановой дегазации, т. е. центры выделения горючих газов, где, кроме всего, за счет потока избыточного ультрафиолета запускаются реакции образования приземного озона. Разрушение молекул озона приводит к выделению тепловой энергии и нагреву приземного воздуха; кроме того, присутствие озона способствует воспламенению водородно-воздушной смеси в приземных слоях воздуха.

Таким образом, пожароопасные районы предопределены их геологическим строением, т. е. наличием разломных дегазирующих структур, поэтому так сложно тушить такие пожары.

Список литературы

1. Vaganov E.A. Siberian boreal forests and global change: current basic issues of study and international cooperation // Proc.Int.Conf.”Baikal as a World Natural Heritage Site: results and prospects of international cooperation, Ulan-Ude, 1998: 52–53.

2. Клауд П. Биосфера // В мире науки. – 1983. – № 11. – С. 102–113.

3. Летников Ф.А. Флюидный режим эндогенных процессов и проблемы рудогенеза // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 12. – С. 1296–1307.

4. Сывороткин В.Л. О природе природных пожаров // Пространство и Время. – Т.11. – №1. – 2016.

5. Уткин В.И. Газовое дыхание Земли // Соросовский образовательный журнал. – 1997. – № 1. – С. 57–64.

6. Шестопалов В.М., Макаренко О.М.. О некоторых результатах исследований, развивающих идею В.И. Вернадского о «газовом дыхании» земли. Ст. 2. Глубинные процессы дегазации недр // Геологический журнал. – 2014. – № 3 (348). – С. 7–27.

УДК 502:504:665.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕНОСОРБЕНТОВ ДЛЯ СБОРА АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

И.Д. Кириллова, А.А. Иванова
Научный руководитель **Е.И. Лесик**, канд. хим. наук
Сибирский федеральный университет

Загрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами есть один из наиболее масштабных и опасных видов влияния на нее человека. Промышленность, транспорт, оборонительный комплекс – практически все звенья экономической инфраструктуры сталкиваются с проблемой загрязнения окружающей среды нефтепродуктами в процессе производства и в аварийных ситуациях [1].

По мере увеличения добычи нефти и их переработки, а также в процессе хранения и транспортировки ежегодно вследствие аварийных разливов теряется около 50 млн т этого продукта. Вследствие этого окружающей среде наносится серьезный урон на грани экологической катастрофы.

В результате загрязнения воды нефтью изменяются ее физические и химические свойства, ухудшаются условия обитания в воде живых организмов и растительности, затрудняются все виды дальнейшего водопользования. Влияние нефти и нефтепродуктов на водный объект проявляется в ухудшении физических свойств воды (изменение цвета, вкуса, запаха, замутнение), отравлении воды токсичными веществами, образовании поверхностной нефтяной пленки и осадка на дне водоема, понижающих содержание кислорода. Пленка нефти на поверхности водоема ухудшает газообмен воды с атмосферой, замедляет скорость аэрации (обогащение воды кислородом) и удаление углекислого газа. Достаточно отметить, что попадание в водоем 1 л нефти лишает кислорода 40 т воды, тонна нефти загрязняет 12 км^2 водной поверхности [2].

Нефтяные загрязнения приводят к опасному заражению не только водоемов, но и окружающего грунта. Загрязнение почв нефтью изменяет ее свойства, очистка почв затруднена. На 67 млн га в год уменьшаются площади почв, пригодные для земледелия.

Существует несколько методов ликвидации разливов нефти:

- термический – основан на сжигании нефтяной пленки, на водной поверхности малоэффективен;

© Кириллова И.Д., Иванова А.А., 2017

- механический – подразумевает выемку почв, сбор нефти и нефтепродуктов различными нефтесборщиками;
- химический – основан на использовании детергентов для разрушения нефтяных пленок, но некоторые применяемые вещества не менее токсичны, чем нефть;
- микробиологический – основан на микробиологическом разложении нефти с помощью нефтеокисляющих бактерий;
- физико-химический – основан на использовании сорбентов.

Одним из самых распространенных методов ликвидации разливов нефти является использование сорбирующих материалов. Условно такие материалы можно разделить на четыре типа: неорганические, природные, органические и синтетические.

Технология применения нефтяных сорбентов зависит как от объекта очистки (твердая поверхность, почва, песок или водная поверхность), так и от характеристик сорбента и состоит из трех основных этапов:

- нанесение сорбентов на нефтезагрязненную поверхность;
- сбор сорбентов с нефтью;
- утилизация сорбентов.

В данный момент не существует единых критериев по оценке эффективности материалов, сорбирующих нефть. До сих пор особое внимание уделяется лишь нескольким показателям: сорбирующей способности, плавучести и насыпной плотности. Однако факторов, влияющих на эффективность сорбентов, гораздо больше. Поэтому при их использовании нужно также учитывать такие качества, как экологичность материала, температурный режим и скорость сорбции, уровень сложности нанесения и удаления его с загрязненной поверхности, удерживание нефти, прочность и долговечность, стоимость, хранение и транспортировка, способы регенерации и дальнейшей утилизации отработанного материала.

При использовании сорбентов для удаления нефтяных разливов нужно не забывать, что каждый материал имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Природные сорбенты могут быть целесообразными к использованию, так как они экологичны, часто в изобилии и могут приобретаться по малой цене, но их нефтепоглощение слишком мало: при использовании коры осины – 0,5 г/г; коры сосны – 0,3 г/г; древесных опилок – 1,7 г/г; торфа – 17,7 г/г; мха сухого – 5,8 г/г [3].

Неорганические материалы отличаются высокой скоростью очистки поверхности воды от нефтяных пятен, но при их высокой плотности они быстро тонут с поглощенной нефтью, лишь на время скрывая загрязнение, после чего нефть понемногу снова всплывает на поверхность [4].

Синтетические сорбенты считаются самыми эффективными для сбора нефти. В некоторых случаях соотношение захваченной нефти и сорбента может достигать 40:1 [5]. Но переходя к использованию синтетических

сорбирующих материалов, нужно учитывать, что в их составе могут содержаться непрореагировавшие мономеры, катализаторы, специальные отвердители и их утилизация затруднена, так как при их горении могут выделяться токсичные вещества.

При применении пенополистирола нефтепоглощение составляет 9,3 г/г, но в материале может содержаться свободный стирол, что не позволяет использовать данный сорбент при повышенных температурах. Полипропилен имеет нефтепоглощение ~ 40 г/г, но при неправильных условиях хранения может выделять формальдегид. Фенолформальдегидная смола больше поглощает воду (14,5 г/г), чем нефть (4,4 г/г), и имеет токсичные составляющие: фенол и формальдегид. Пенополиуретан с нефтепоглощением 35,2 г/г, водопоглощением 25,9 г/г – нетоксичный полимер, но при горении может выделять ядовитые пары полимочевин. Сорбенты на основе карбомидоформальдегидной смолы, как и полипропилен, могут выделять свободный формальдегид, но при их низком значении водопоглощения – 0,1 г/г они обладают высокой сорбционной способностью по нефти – 39,6 г/г [3].

В последнее время значительный интерес стали вызывать сорбенты на основе вспененных полимерных материалов, которые обладают высокоэффективными сорбирующими свойствами. На основании этого целью данной работы является оценка технологических и эксплуатационных характеристик, а также экологического воздействия пеносорбента на основе карбамидоформальдегидной смолы на природные объекты. В качестве объекта исследования был выбран сорбент серии «Унисорб», выпускаемый НПФ «Экосорб».

Данные сорбенты характеризуются развитой пористой поверхностью, температурный интервал среды по их применению ограничен лишь температурой застывания нефтепродуктов от –25 до +250 °С, т. е. при любых температурах, пока углеводороды находятся в жидком состоянии, сорбирующая способность кг нефти /кг сорбента составляет 30–67, при этом позволяет из него отделить до 97 % сорбированных нефтепродуктов, материал обладает очень низким влагопоглощением [6].

Для оценки экологических рисков, связанных с эмиссией низкомолекулярных продуктов из пеносорбента «Унисорб» в водные экосистемы, были проведены исследования водных вытяжек сорбентов на содержание в них свободного формальдегида и эмульгатора сульфонатного типа. Оба показателя определялись фотометрическим методом по ГОСТ Р 55227–2012 и ГОСТ 31857–2012 на спектрофотометре «Lambda 950» . Экспериментальные данные показывают, что содержание сульфонатов/сульфатов в исследуемом материале составило С = 0,099 мг/л, что не превышает ПДК в природной воде (0,5 мг/л).

При определении содержания свободного формальдегида в водных вытяжках исследовались 2 образца пеносорбента «Унисорб»: пеносорбент, полученный по стандартной запатентованной методике, и модифицированный жидким стеклом. Содержание свободного формальдегида в образце 1 составило 0,010 мг/л, а в образце 2 – 0,072 мг/л (ПДК формальдегида в воде составляет 0,05 мг/л). Это свидетельствует о том, что сорбент, приготовленный по запатентованной методике, является не только высокоэффективным сорбирующим материалом, но и нетоксичным, он не вызывает нарушения экологического равновесия в экосистемах и не оказывает отрицательного воздействия на окружающую среду.

Список литературы

1. Обзор рынка нефтяных сорбентов в России (демонстрационная версия): «Инфомайн» – исследовательская группа. Объединение независимых экспертов в области минеральных ресурсов, металлургии и химической промышленности. – М., 2008. – 36 с.

2. Кахраманлы Ю.Н., Аджамов К.Ю. Исследование процесса сорбции нефти и нефтепродуктов пенополимерными сорбентами при аварийных разливах на поверхности грунта. – Баку : ЭЛМ, 2012. – 305 с.

3. Особенности очистки воды от нефтепродуктов с использованием нефтяных сорбентов, фильтрующих материалов и активных углей / Е.В. Веприкова, Е.А. Терещенко, Н.В. Чеснокова [и др.] // Журнал СФУ. Химия. – 2010. – № 3. – С. 285–304.

4. Гридин О.М., Аренс В.Ж.,Гридин А.О. Семь раз отмерить. Рекламные иллюзии и реальные перспективы применения нефтяных сорбентов // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. – № 9. – С. 28–32.

5. Применение сорбентов при ликвидации разливов нефти: технический информационный документ. ITOPF Ltd. Produced by impact PR & Desing Limited, Canterbury, UK, 2012. 12 с.

6. Сорбирующие материалы : характеристика материала. – Режим доступа: http://ecosorb.su/.

УДК 62-1/-9

МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

Т.В. Попкова
Научный руководитель **П.В. Ковалевич**, ст. преподаватель
Сибирский федеральный университет

Одним из главных вопросов при эксплуатации трубопроводов является обеспечение промышленной и экологической безопасности. Нарушение целостности трубопроводной системы чревато объемными выбросами перекачиваемого продукта в окружающую среду.

В российских условиях обеспечение безопасности трубопроводного транспорта приобретает своеобразный оттенок. Факторами, определяющими это, являются не только обширная сеть и протяженность действующих трубопроводов, но и масштабные несанкционированные врезки.

На сегодняшний день существует два класса методов обнаружения утечек из трубопроводов.

Методы постоянного контроля. Сравнение расходов позволяет учитывать объем перекаченной среды в начальной и конечной точках системы. Метод основан на постоянстве мгновенного расхода нефтепродукта в начале и в конце участка трубопровода при отсутствии утечки и установившемся режиме перекачки.

На входе и выходе каждого участка трубопровода устанавливаются расходомеры турбинного или объемного типа, дистанционно связанные с компьютером, находящимся на центральном диспетчерском пункте. Информация от расходомеров поступает на компьютер. Программа, установленная на компьютере в соответствии с алгоритмом рассматриваемого метода, непрерывно проводит сравнение расходов в начале и в конце каждого участка трубопровода с учетом температурной поправки. В случае если разность расходов превышает допустимый предел, установленный программой, автоматически срабатывает аварийная сигнализация, извещая о появлении утечки [2].

Метод снижения давления с фиксированной или скользящей установкой заключается в фиксации перепадов давления на различных промежутках трубопровода. Рассчитанные программным способом величины давления сопоставляются с фактическими показаниями датчиков. При обнаружении несоответствия происходит оповещение о предпола-

© Попкова Т.В., 2017

гаемой утечке или незаконной врезке [2]. Данный метод включает два способа:

1. Сравнение давления, рассчитанного по гидравлическому уклону нефтепровода при его заданной пропускной способности, с давлением, определяемым датчиками давления через определенные промежутки времени. Расчет выполняется аналитически с использованием компьютера. При этом вычисляются значения давления для каждой точки измерения с учетом изменения давления и расхода перекачки на головной станции. Найденные аналитически значения давления сравниваются с соответствующими измеренными значениями давления.

2. Измерение и сравнение локальных понижений давления на трубопроводе. ЭВМ через определенные промежутки времени фиксирует все значения давления в точках измерения на участке трубопровода и сравнивает их с записанными ранее. Если градиент давления превышает предварительно установленное значение (при постоянном расходе), то срабатывает сигнал тревоги. В обоих способах утечка определяется аналитически или по гидравлическому уклону [2].

Метод линейного баланса основан на постоянстве перекачиваемого объема в начальной и конечной точках при установившемся режиме транспортировки. Через определенные разностные промежутки времени (15–30 с) проводится сравнение объемов с учетом температурной поправки, вязкости, плотности и давления перекачиваемого продукта. При отсутствии утечки непрерывные сравнения значений измеренных объемов на концах участка трубопровода позволяют сделать вывод о его герметичности. Если разность объемов на входе и выходе участка трубопровода превышает установленное программой значение, то включается аварийный сигнал о появлении утечки [1]. Преимущества и недостатки сопоставимы с методом сравнения расходов.

Метод акустической эмиссии позволяет с помощью пьезоэлектрических элементов, располагающихся на трубопроводе, регистрировать нарушения целостности системы и утечки. Метод основан на регистрации высокочувствительными пьезоэлектрическими датчиками, расположенными на контролируемом участке трубопровода, сигналов акустической эмиссии (АЭ) о микротрещинах в стенке трубопровода и об утечках жидкости. Для обнаружения мест утечек разработано специальное оборудование для анализа затухания и времени прихода импульсов АЭ. С помощью специальной программы, установленной на компьютер, анализируются сигналы от пьезодатчиков и определяется разность времен прихода звуковых сигналов АЭ к преобразователям. Компьютер обрабатывает поступающую информацию и с учетом скорости распространения сигналов АЭ и расстояния между датчиками на трубопроводе аналитически определяет местонахождение дефекта [1].

Корреляционный метод основан на применении датчиков, измеряющих виброакустический сигнал, создаваемый утечкой. Корреляционный метод обнаружения утечек среды в трубопроводах и определения мест их расположения основан на измерении виброакустического сигнала, генерируемого утечкой, с помощью двух датчиков (пьезодатчиков), установленных непосредственно на трубопроводе. Задержка определяется по максимуму функции кросскорреляции сигналов, измеренных датчиками. При известной скорости распространения сигнала (звука) по трубе, зная расстояние между датчиками, можно точно определить место расположения утечки [1].

Сравнение изменения скорости расходов в начальной и конечной точках участка трубопровода. Метод основан на мгновенном изменении скорости расходов в начале и конце участка трубопровода при появлении утечки. Электрические сигналы, пропорциональные скорости изменения расхода, по каналам телеметрии непрерывно поступают в диспетчерский пункт на вход компаратора, где сравниваются с пороговыми значениями. Повреждение или разрыв нефтепровода вызывает резкое изменение расхода транспортируемой нефти. Приближенно место утечки можно определить по разности времен появления всплесков на трендах расходов в контрольных сечениях [1].

Метод отрицательных ударных волн позволяет зафиксировать утечку за счет изменения фронта волны давления. Вероятное место утечки продукта определяется по временному интервалу прохождения фронта волны. Во многих работах данный метод называется методом улавливания волн давления. Идея метода основана на регистрации фронта волны изменения давления, которая возникает в месте разгерметизации трубопровода. Координаты места возникновения утечки вычисляются по разности времен прихода фронта волны на концы контролируемого участка. Скорость распространения волны изменения давления равна скорости звука в потоке, ограниченном стенками трубы. При движении волны давления се амплитуда постепенно уменьшается вследствие наличия гидравлического сопротивления, причем уменьшение тем более существенно, чем больше скорость потока в трубопроводе. В результате для технической реализации указанного метода необходимы достаточно точные индикаторы давления. Для повышения точности определения местоположения утечки и направления распространения волны давления количество датчиков может быть увеличено, однако в принципе для работы системы достаточно двух датчиков [1].

Метод ударных волн Жуковского предполагает замер давлений в конечной точке трубопровода. Скорость распространения ударной волны позволяет определить место утечки. Н.Е. Жуковский предложил определять места повреждений в трубопроводе с помощью ударной диаграммы (кривой зависимости давления от времени), записанной при гидравличе-

ском ударе, созданном быстрым закрытием задвижки в конце участка трубы. В литературе данный метод называется методом сканирующих волн (методом ударной диаграммы Жуковского).

Н.Е. Жуковским была получена система уравнений, описывающая переходный режим при гидравлическом ударе без учета сил трения по длине. Физический смысл этих процессов заключается в преобразовании кинетической и потенциальной энергий, которые определяют физические свойства среды и характер волновых процессов, происходящих в ней. Решения данных уравнений получены для случая распространения импульса прямоугольной формы вдоль идеализированного трубопровода. При этом труба является цилиндрической с постоянной площадью сечения при исходном давлении; течение жидкости по трубе одномерное; гидравлические сопротивления для стационарных течений и неустановившегося движения эквивалентны; стенки трубы упругие и удовлетворяют закону Гука под нагрузкой от давления.

Вывод о наличии утечки делается в результате сравнения модельного решения и тренда показаний датчика давлений в конце диагностируемого участка нефтепровода. Зная скорость распространения ударной волны в заданном трубопроводе, можно с достоверной точностью определить место повреждения трубопровода [1].

Метод гидравлической локации основан на аналитических данных гидравлических показателей участков трубопровода. Модифицированный метод гидравлической локации предусматривает установку датчиков давления в определенных местах трубопровода. Изменения гидравлического уклона во времени на данном участке трубопровода также позволяют фиксировать утечки.

Данный метод основан на анализе гидравлических характеристик участка нефтепровода. Метод локации места утечки нефтепродукта и оценки ее интенсивности основан на измерении гидравлических уклонов на двух специально выбранных базисных сегментах, находящихся вблизи перекачивающих станций. Задача состоит в том, чтобы указать место утечки нефти и оценить се интенсивность по изменению гидравлических уклонов на этих сегментах [1].

В работе представлены основные методы постоянного контроля утечек в нефтепроводах. Приведена классификация представленных методов, на основе которой можно сделать следующие выводы. Ни один из рассмотренных методов обнаружения утечек не удовлетворяет всем предъявляемым к требованиям. В таблице представлены сравнительные характеристики рассмотренных методов.

Наиболее точные методы основаны на использовании специальных устройств дополнительной диагностики, что приводит к периодичности применения этих методов. С помощью существующих методов мониторин-

га целостности трубопроводов практически невозможно обнаружить «криминальные» утечки (несанкционированные врезки в нефтепроводы) вследствие кратковременности их использования или малой интенсивности.

Таблица

Сравнение постоянных методов контроля

Метод контроля	Точность	Чувствительность	Надежность и автоматизация	Достоверность информации	Помехоустойчивость	Безопасность в эксплуатации	Протяженность участка трубы	Экономичность	Влияние климатических условий
Метод сравнения расходов	н	н	в	н	н	в	н	в	н
Метод снижения давления с фиксированной или скользящей установкой	в	н	в	н	н	в	в	в	н
Метод линейного баланса	н	н	в	в	н	в	в	н	н
Метод акустической эмиссии	в	в	в	в	н	в	н	н	в
Корреляционный метод	в	н	в	н	в	в	в	н	н
Сравнение изменения скорости расходов	н	н	в	н	н	в	н	в	н
Метод отрицательных ударных волн	в	н	в	в	н	в	в	в	н
Метод ударных волн Жуковского	в	н	в	в	н	в	в	в	н
Метод гидравлической локации	в	н	в	в	н	в	в	в	н

На основе проведенного исследования можно сделать вывод о необходимости создания специального метода обнаружения утечек, применимого для определения параметров малых утечек из нефтепровода, в том числе несанкционированных врезок.

Список литературы

1. Мамонтова Т. Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек: отчет о НИР. – Томск : Нац. исслед. Томск. политехн. ун-т, 2012. – 10 с.

2. Методы определения утечек и незаконных врезок в нефтепроводы. – Режим доступа: https://1cert.ru/stati/metody-opredeleniya-utechek-i-nezakonnykh-vrezok-v-nefteprovody.

УДК 622.276:678.742.2

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕРХВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНОГО ПОЛИЭТИЛЕНА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В.С. Раков
Научный руководитель **А.К. Данилов**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Одной из важнейших задач при проектировании и эксплуатации нефтегазового оборудования является повышение его надежности. Выбор оптимального материала для изготовления деталей определяется условиями эксплуатации, и во многих областях индустрии проявляется тенденция к замене изделий из металла на детали из полимеров. Один из наиболее перспективных полимерных конструкционных материалов – сверхвысокомолекулярный полиэтилен (СВМПЭ).

СВМПЭ – материал с повышенными эксплуатационными свойствами: повышенной износостойкостью в условиях низких температур (до –200 °С), удельной прочностью, высокой ударной вязкостью, усталостной (циклической) стойкостью. Сверхвысокомолекулярный полиэтилен по износостойкости превосходит сталь из-за низкого коэффициента трения. Высокий коэффициент смазывающей способности минимизирует теплогенерирующее трение, которое приводит к износу стальных деталей; оборудование не требует смазки, обеспечивая более простое обслуживание, и делает его работу ровной и бесшумной. Фактически он исключает постепенный износ вследствие контактов с металлическими частями, так как сверхвысокомолекулярный полиэтилен высокой прочности не содержит таких химических групп, как амиды или гидроксильные группы, которые восприимчивы к воздействию агрессивных химических веществ. СВМПЭ очень устойчив к воздействию воды, влаги и большинства химических веществ. Уникальные свойства материала, хорошая обрабатываемость и разнообразие вариантов применения позволяют широко использовать его для производства различных деталей в узлах трения, абразивного воздействия и агрессивных сред в машиностроении и нефтегазовом комплексе.

В таблице приведены характеристики сверхвысокомолекулярного полиэтилена.

Композиционные материалы на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена могут обладать значительно лучшими эксплуатационными свойствами по сравнению с чистым СВМПЭ.

© Раков В.С., 2017

Использование природных слоистых глин в качестве наполнителей СВМПЭ является эффективным способом направленного улучшения свойств разрабатываемых композиционных материалов.

Таблица

Характеристики СВМПЭ

Показатель	Значение
Прочность при разрыве, МПа	48
Плотность, г/см^3	0,92–0,94
Коэффициент трения по стали: при сухом трении в водной среде в среде масел	 0,1–0,2 0,05–0,1 0,01–0,08
Предельная рабочая температура, °С	100
Электрическое сопротивление Ω	$>5\times10^4$
Твердость по Шор, А°	62–66
Температура перехода в пластичное состояние, °С	138–142

Наблюдается улучшение физико-механических свойств композитов даже при небольших концентрациях наполнителя. Это связано с участием наполнителя в формировании структуры полимерных конструкционных материалов в процессе переработки. Механоактивация наполнителя приводит не только к увеличению дисперсности, но и повышению поверхностной энергии частиц.

Таким образом, структуру и свойства композиционных материалов, созданных на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена, можно менять исходя из условий эксплуатации.

Для получения изделий из СВМПЭ используют как традиционные методы переработки пресс-порошков, так и многие вновь разработанные технологические методы: гель-прядение, горячее прессование, холодное прессование с последующим спеканием, плунжерную экструзию.

Опыт применения СВМПЭ на отечественном рынке показал, что его характерные качества обуславливают и особые сферы применения. Сверхвысокомолекулярный полиэтилен может выступать в качестве заменителя других, более дорогостоящих материалов (сталь, бронза, фторопласт и др.), а может являться технически необходимым, то есть единственно пригодным для данной цели материалом.

СВМПЭ уже применяют в оборудовании для авиастроения, в горнорудной и сельскохозяйственной промышленности.

Таким образом, можно сделать вывод, что сверхвысокомолекулярный полиэтилен может широко использоваться в области нефти и газа. Например, трубы из СВМПЭ в условиях низких температур будут лучше

защищены от коррозии и износа, эффективно уменьшится процент содержания парафина. Благодаря своим свойствам данный полиэтилен также подойдет в качестве исходного материала для различных прокладок и уплотнений. Узлы конструкции, подверженные ударной нагрузке и истиранию, такие как зубчатые колеса, подшипники, муфты и различные соединения, изготовленные на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена, будут более долговечными.

Список литературы

1. Модификация сверхвысокомолекулярного полиэтилена слоистыми глинами / А. А. Охлопкова [и др.] // Материаловедение. – 2014. – № 1. – С. 45–49.

2. Исследование структур и свойств композиционных материалов, созданных на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена и терморасширенного графита / О. В. Гоголева [и др.] // Вестник машиностроения. – 2014. – № 9. – С. 42–45.

3. Износостойкость композитов на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена, армированного графитом различной природы / С. В. Панин [и др.] // Известия вузов. Химия и химическая технология. – 2015. – Т. 58. – Вып. 5. – С. 81–86.

УДК 628.5

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА СУШЕ

Е.М. Ромашкин
Научные руководители: **И.В. Каптюк**, ст. преподаватель;
П.В. Ковалевич, ст. преподаватель
Сибирский федеральный университет

В настоящее время значительно увеличивается добыча нефтепродуктов, растет количество нефтепроводов, идет существенный прирост транспорта, работающего на различных нефтепродуктах: дизельном топливе, бензине.

Статистика за последние годы говорит о том, что в России на сегодняшний день добывается порядка 400 млн т нефти, а ее потери каждый год составляют приблизительно не менее 8–40 млн т. В год происходит порядка 10 000 разливов нефти. Пять миллионов тонн сырой нефти выливается ежегодно в результате аварий на месторождениях [1]. Последствия разлива нефти ощущаются десятилетиями, в связи с чем проблема нефтяных разливов в настоящее время имеет одно из первостепенных значений в отрасли.

Несмотря на проводимую государством в последнее время политику в области предупреждения и ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, данная проблема остается актуальной, так как разлитая нефть приводит к незамедлительным и долгосрочным последствиям как для окружающей среды, так и для человека в целом. В целях снижения возможных негативных последствий разливов нефти требует особого внимания изучение способов их локализации, ликвидации и разработки комплексов необходимых мероприятий и устройств.

В настоящее время существуют следующие методы ликвидации нефтяных разливов:

- механический метод сбора нефти при помощи специализированной техники;
- термический метод сбора нефти выжиганием, уместен при нефтяном слое более тридцати трех миллиметров, применяется сразу после аварии, до смешения вещества с водой;
- физико-химический, включающий в себя использование диспергентов, сорбентов, которые поглощают и удерживают внутри себя нефть;

© Ромашкин Е.М., 2017

• биологический, заключающийся в работе бактерий и грибков с целью поглощения остатков нефти после применения предыдущих методов.

На сегодняшний день при удалении нефти на суше наибольшее распространение получили механический и физико-химический методы, первый является наиболее качественным методом при устранении разливов. Наибольшая эффективность механического метода достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти в первые часы остается на высоком уровне.

Применение механического метода ликвидации разлива нефтепродуктов возможно при соответствии технических характеристик используемых средств условиям разлива.

Для сбора нефти с грунта применяются следующие операции:

• механическое снятие загрязненного грунта с использованием техники для удаления замазученных материалов, которое обычно предусматривает удаление некоторого слоя грунта;

• откачка нефти с использованием различных электронасосов в емкости или автоцистерны для перевозки;

• использование нефтесборщиков: различных типов скиммеров, предназначенных для сбора нефти различной вязкости с водных поверхностей;

• вакуумная откачка с использованием передвижных вакуумных насосов, шлангов и емкостей для откачки нефти с поверхности воды;

• сжигание, которое может производиться для удаления нефти с поверхности грунта и воды и для утилизации ее после сбора [2].

Скиммеры могут быть смонтированы на различной технике (например, на тракторе) для сбора нефти на пляжах с плотным песчаным покрытием. Такие скиммеры называются олеофильными барабанными.

Если распространение фронта загрязнения не дошло до грунтовых вод, то в первую очередь необходимо избавиться от замазученной земли. Существуют два основных метода достижения этой цели:

1. Рекультивация. Зачастую она известна как перепахивание земли («лендфарминг»). Загрязнённая земля аэрируется с помощью перепахивания, которое необходимо делать как можно чаще, особенно в теплую погоду. Это позволяет воздуху получить доступ к нефти, с тем чтобы бактерии смогли обеспечить ее разложение в возможно короткие сроки. Перепахивание и перемешивание также помогут уменьшить содержание нефти, разбив большие «карманы» нефти и активизировав процесс биораспада. Также этому поможет, если в загрязненную почву внести удобрения. Технику рекультивации разливов никогда не следует использовать, если есть угроза загрязнения грунтовых вод.

2. Выемка земли. При наличии опасности загрязнения грунтовых вод замазученную почву необходимо как можно быстрее удалить. Прежде чем это сделать, нужно свериться с существующими планами местно-

сти на присутствие кабелей, трубопроводов и других подземных коммуникаций [2].

Также при механическом методе локализация большого объема разлитой нефти осуществляется путем строительства дамб, нефтеловушек [3], каналов и отстойников, применением локализующих бонов.

Вторым наиболее распространенным методом ликвидации разливов нефти на суше является применение сорбентов. Материал, на поверхности или в объёме пор которого происходит концентрирование поглощаемого вещества, называют сорбентом, а само вещество – сорбатом. Сорбционные явления основаны на физическом и химическом взаимодействии сорбата и сорбента. Качества и свойства, которыми должен обладать универсальный сорбент, следующие:

- высокая сорбционная способность по отношению к нефти и нефтепродуктам;
- высокая удерживающая способность в сатурированном состоянии;
- минимальное время поглощения основной массы разливов;
- возможность регенерации поглощенного продукта;
- экологичность сорбента;
- экономичность;
- технологичность изготовления и утилизации сорбента [4].

Сорбенты классифицируют:

- по материалу аппретируемой подложки – на минеральные и органические;
- типу сорбента – на природные и синтетические;
- гидродинамическим свойствам – на тонущие с поглощённой нефтью и плавающие на поверхности воды;
- состоянию поверхности – на естественные и модифицированные [4].

В зависимости от характера сорбции различают абсорбенты – тела, образующие с поглощённым веществом твёрдый или жидкий раствор, и адсорбенты – тела, поглощающие (сгущающие) вещество на своей (обычно сильно развитой) поверхности, и химические поглотители, которые связывают поглощаемое вещество, вступая с ним в химическое взаимодействие. Отдельную группу составляют ионообменные сорбенты (иониты), поглощающие из растворов ионы одного типа с выделением в раствор эквивалентного количества ионов другого типа. Широко используют активированный уголь, силикагель, оксид алюминия, диоксид кремния, различные ионообменные смолы, дибутилфталат и др. [5].

Нефтесорбенты должны обладать высокой нефтеёмкостью и высокопористой поверхностью [4]. Главным требованием, предъявляемым к материалам, сорбирующим углеводороды нефти, является наличие у материала высокоразвитой пористой структуры с гидрофобной поверхностью.

Разливы нефти и нефтепродуктов на любой площади, от нескольких квадратных метров до сотен и тысяч, покрываются гранулированным сорбентом вручную или с помощью специальных мониторов. Реакция поглощения нефти нефтесорбентом происходит очень энергично и завершается, как правило, в течение нескольких минут или в отдельных случаях – нескольких часов без дополнительного вмешательства операторов. Дозировка необходимого количества сорбента для ликвидации разлива легко определяется и составляет примерно 1/10 от массы разлива нефти [4].

Сбор разлитой нефти с нефтесорбентом с загрязненной поверхности производится с помощью ручных приспособлений (при небольших площадях разливов) или с помощью специальной техники – нефтемусоросборщиков (при значительных площадях разливов нефти и нефтепродуктов).

При небольших площадях разливов и тем более, если они произошли в отдаленных местах, наиболее целесообразным считается сжигание собранного нефтешлама на месте в мобильных установках, что нередко приводит к вторичному загрязнению окружающей среды и образованию высокотоксичных газовых выбросов.

При сравнении механического и физико-химического методов можно сделать вывод о том, что механический метод имеет высокую эффективность при проведении работ в связи с использованием большого количества различной специализированной техники, дает возможность сбора различных видов нефтепродуктов, а также всесезонного использования. По стоимости данный метод намного дешевле применения сорбентов. К недостаткам данного метода можно отнести медленную скорость устранения и остаточную пленку нефтепродукта в местах сбора.

Применение сорбентов при физико-химическом методе является намного более быстрым методом удаления нефтепродукта, чем при применении различной техники. Сорбенты применяются независимо от внешних условий, но большинство из них токсичны. Из существующих и перспективных направлений ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов выделяются механические методы, осуществляемые с помощью сорбентов. В качестве природных сорбентов используются материалы на основе угля и торфа.

Любой способ утилизации нефтепродукта требует непосредственного участия человека, что оказывает влияние на его жизнедеятельность. Технологии настоящего времени диктуют возможность применения роботизированных установок для замены человеческого труда в экстремальной и опасной обстановке. Роботизированная платформа для устранения последствий разлива нефти должна иметь следующие характеристики: оптимальные габариты, сбалансированную стоимость, отказоустойчивость, стойкость к различным условиям внешней среды.

Для создания роботизированной платформы по сбору нефтепродуктов необходимо решить следующие основные задачи:

- определение типа робототехнической платформы;
- разработка (установка) оборудования для непосредственного сбора;
- реализация системы технического зрения;
- экономическое обоснование.

Анализ типов робототехнических платформ показал, что для реализации оптимально подойдет колесная платформа в связи с ее недорогой стоимостью и хорошей проходимостью.

На данном роботе необходимо установить оборудование для непосредственного сбора нефти и нефтепродуктов. На роботе должно быть установлено нефтесборное устройство, выполненное в виде валика или вращающихся щеток.

Среди различных систем «очувствления» роботов система технического зрения обладает наибольшей информативной емкостью, обеспечивая по некоторым оценкам от 80 до 90 % всей необходимой для успешного функционирования робота информацией. Необходимо устанавливать систему, работающую в видимом диапазоне волн от 380 до 780 нм. Максимальная производительность для одного такого робота будет равняться 5 $м^3$/ч.

Таким образом, система для сбора и очистки нефтепродуктов будет представлять собой комплекс, в который входят пять и более роботов для сбора нефти и нефтепродуктов и бункер, куда роботы будут складировать собранную нефть, которая впоследствии будет очищаться. Преимущество такой системы будет заключаться в том, что если один робот выйдет из строя, то на производительность работы это повлияет незначительно.

Список литературы

1. Андрианова Л.И. Ликвидация аварийных разливов нефти (ЛАРН) // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли : сб. науч. тр. – Тюмень : ТИУ, 2016. – С. 89–90.

2. Любин В.Е., Кусаинов А.Б., Захаров И.А. Ликвидация чрезвычайных ситуации при разливе нефти и нефтепродуктов на воде и суше : учеб. пособие. – Кокшетау, 2014. – 125 с.

3. Владимиров В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. – 2014. – Т. 4. – № 1.

4. Луценко А.Н. О применении инновационных сорбентов и устройств для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов : учеб. пособие. – Хабаровск : Дальневосточ. гос. ун-т путей сообщения, 2012.

5. Беляков Н.Л., Соломенников А.В. Энтеросорбция, введение в проблему. – Л. : ЛенГИДУВ, 1990. – 35 с.

УДК 331.108.2

ЕДИНОЕ ИНФОРМАЦИОННОЕ ПРОСТРАНСТВО ПО АДАПТАЦИИ И РАЗВИТИЮ РАБОТНИКОВ ПРЕДПРИЯТИЯ

М.В. Сентюрова
Научный руководитель **О.В. Левицкая**, начальник ООиРП
АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод "Восточной нефтяной компании"»

Эффективная система адаптации и развития всех категорий сотрудников позволит снизить издержки предприятия за счет ускорения процесса вхождения вновь принятых сотрудников в должность и при переводе на новую должность уже работающих сотрудников. Снижение издержек происходит за счет достижения необходимой эффективности работы в минимальные сроки, уменьшения количества возможных ошибок, связанных с освоением функциональных обязанностей. Также система адаптации новых работников позволит сократить уровень текучести кадров за счет снижения количества сотрудников, не прошедших испытательный срок, и уменьшения количества сотрудников, покинувших предприятие в течение первого года работы. Облегчить вхождение новых сотрудников в деятельность предприятия призваны процедуры адаптации [3].

Адаптация предполагает обучение нового сотрудника: получение информации о предприятии, его истории, традициях, а также получение нового профессионального опыта [1]. То есть вновь принятые на работу сотрудники в период испытательного срока должны быть адаптированы:

- к положениям корпоративной философии;
- стратегическим ориентирам;
- внутрифирменным стандартам поведения и деятельности;
- стилю взаимодействия на предприятии [2].

Цель работы: разработка единого информационного пространства по адаптации и развитию работников предприятия.

Цель единого информационного пространства – создать новому (либо переведенному) сотруднику условия для раскрытия профессионального и личностного потенциала, методично отслеживая его вхождение в должность, для того чтобы своевременно принять максимально объективное и обоснованное решение о дальнейшем сотрудничестве.

Для реализации идеи единого информационного пространства по адаптации и развитию работников предприятия предлагаем использовать разработанное программное обеспечение (ПО) «Адаптация и развитие персонала». ПО предназначено для оптимизации, систематизации и контроля работы по адаптации вновь принятого персонала (вторичной адаптации), а также для

© Сентюрова М.В., 2017

развития корпоративных, управленческих, профессионально-технических компетенций работников по результатам оценочных мероприятий (рис. 1).

ПО позволяет:

- составлять адаптационные планы для вновь принятых сотрудников;
- составлять планы развития по результатам оценочных процедур;
- контролировать исполнение планов адаптации и развития;
- создавать единую базу данных для контроля эффективности адаптационных и развивающих мероприятий.

ПО «Адаптация персонала» содержит следующие модули:

- адаптация сотрудников;
- развитие сотрудников;
- наставники;
- выпускники «Роснефть-классов».

Модуль «Адаптация» позволяет создавать планы адаптации для сотрудников предприятия (рис. 2).

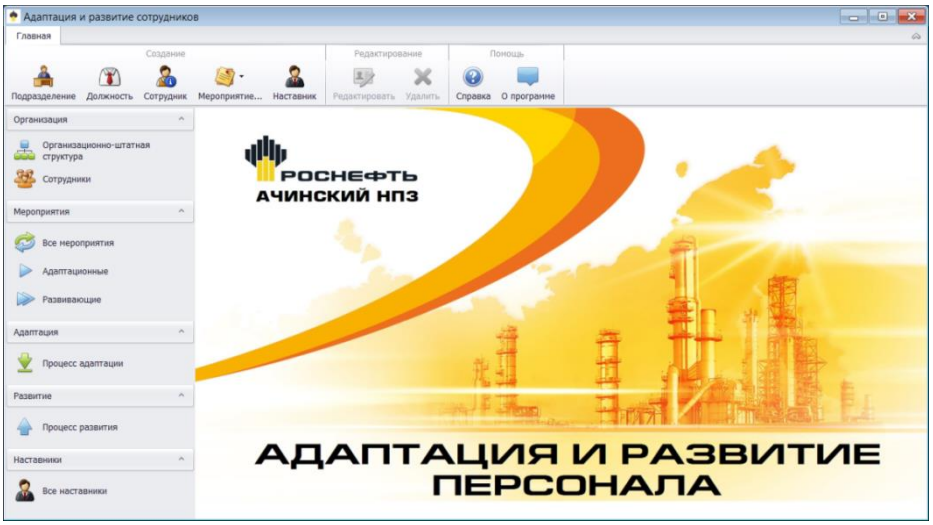


Рис.1. ПО «Адаптация персонала»

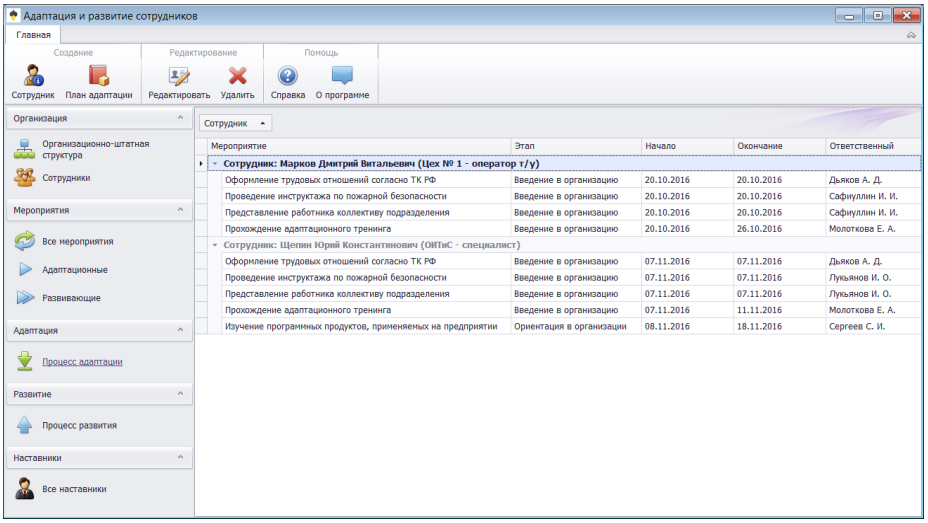


Рис. 2. Модуль «Адаптация», основное представление

В модуле существует возможность создания карточки вновь принятого сотрудника, назначения для него адаптационных мероприятий, планируемого срока их выполнения, ответственных. План адаптации составляется согласно категории нового сотрудника (рабочий, специалист, МС, руководитель); по результатам входного тестирования могут быть также назначены мероприятия для развития компетенций. Сроки выполнения адаптационных мероприятий согласуются с руководителем подразделения. План адаптации может быть скорректирован по итогам результатов промежуточной оценки: спустя месяц с начала работы сотрудника и по истечении 3 месяцев работы. Программа позволяет выводить на печать составленный план адаптации по форме, представленной на рис. 3.

Модуль «Развитие» позволяет составлять программу развития для сотрудников по итогам оценки компетенций (предоставленной отделом обеспечения персонала).

ПЛАН АДАПТАЦИИ					
Предприятие			АО «АНПЗ ВНК»		
ФИО			Иванов Сергей Иванович		
Структурное подразделение			Отдел оценки и развития персонала		
E-mail, телефон			IvanovSI@anpz.rosneft.ru, (39-159) 5-55-05		
Должность			Специалист		
Период адаптации			3 месяца		
Руководитель/наставник			Петрова Наталья Николаевна		
Дата проведения первичной оценки, с указанием вида компетенций (профессионально-технические, управленческие, корпоративные)			30.08.2016г. Управленческие компетенции		
Задачи на адаптационный период					
№ п/п	**Адаптационное мероприятие**	**Планируемый срок выполнения**	**Ответственный**	**Место проведения/сбора**	**Выполнение**
1	Оформление трудовых отношений согласно ТК РФ	В день оформления на работу	Специалист ООП,	Отдел ООП	
2	Прохождения вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда, газовой и пожарной безопасности	В день оформления на работу	Специалист ООП, Иванов С.И.	Кабинет вводного инструктажа	
3	Проведение инструктажа по внутреннему режиму, выдача пропуска	В день оформления на работу	Специалист ООП, руководитель	Бюро пропускного режима	
4	Представление руководителю	В первый рабочий день	Специалист ООП	Отдел ООП	
5	Представление работника коллективу подразделения	В первый рабочий день	Руководитель	Отдел ООиРП	
6	Ознакомление работника с рабочим местом, оборудованием, задачами и содержанием работы отдела	В первый рабочий день	Руководитель/ наставник	Отдел ООиРП	
…					

Рис. 3. Форма плана адаптации нового сотрудника

План развития предназначен для эффективной ликвидации разности между целевым и фактическим уровнями владения компетенцией, выявленной по результатам оценки всех видов компетенций работника (рис. 4).

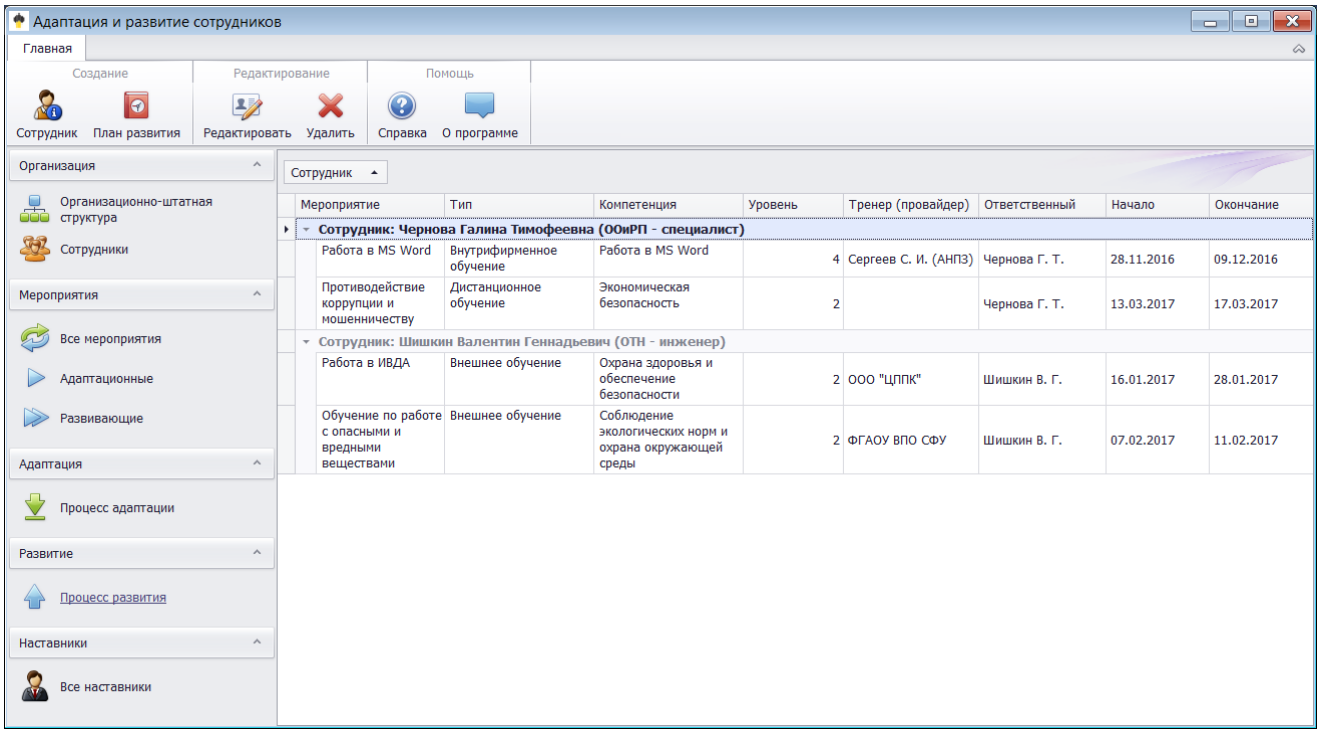


Рис. 4. Модуль «Развитие»

Обучающие мероприятия выбираются в зависимости от требуемого уровня компетентности. Существует возможность создания карточки сотрудника, назначения для него мероприятий развития, выбора планируемого срока их выполнения, ответственных. После прохождения обучения проводится повторная оценка компетенций для определения эффективности назначенных развивающих мероприятий. Мероприятия по адаптации и развитию сотрудников группируются в зависимости от вида обучения (внешнее, внутрифирменное, дистанционный курс, самообучение, наставничество). Модули позволяют вносить в справочник новое мероприятие по адаптации и/или развитию, корректировать временной период, менять ответственного.

Модуль «Выпускники Роснефть-классов» позволяет формировать базу данных из числа выпускников «Роснефть-классов» – внешний кадровый резерв компании из числа высокообразованных, имеющих хорошую профессиональную подготовку молодых специалистов; кроме того, позволяет упростить процесс сопровождения практик студентов профильных вузов на предприятиях компании.

Модуль «Наставники» представляет собой базу данных наставников предприятия, привлекаемых для адаптации вновь принятых сотрудников, а также для вторичной адаптации сотрудников при переводе их на новую должность. В модуле представлена информация о наставниках: разряд, компетентностный уровень, образование, количество эффективно адапти-

рованных сотрудников. Данная информация позволяет быстро и эффективно подбирать ответственного за адаптацию и развитие. Модуль сгруппирован по подразделениям предприятия, возможно добавление карточки нового наставника и редактирование уже созданных записей.

Таким образом, единое информационное пространство позволит:

- систематизировать имеющиеся инструменты адаптации и развития в компании;
- оптимизировать процесс адаптации всех категорий вновь принятых сотрудников путем составления планов адаптации, с четким указанием адаптационных мероприятий, сроков и ответственных;
- повысить эффективность вторичной адаптации (ротации кадров);
- составлять индивидуальные программы развития сотрудников по компетенциям согласно результатам оценки;
- оценивать эффективность проведения адаптационных и развивающих мероприятий с целью дальнейшего их усовершенствования;
- вести базу данных наставников для повышения эффективности процессов развития на предприятии;
- отслеживать выпускников «Роснефть-классов».

Список литературы

1. Васильева О.В. От учета кадров к управлению персоналом // Управление персоналом. – 2007. – №8 (162). – С. 147.

2. Веснин В.Р. Практический менеджмент персонала. – М. : Юристь, 2001. – 496 с.

3. Володина Н.А. Адаптация персонала. – М. : ООО «Беринг групп», 2006. – 146 с.

УДК 622.692.4.053.006.26

DEVELOPMENT OF A EXPERIMENTAL STAND FOR TESTING ANTI-TURBULENT ADDITIVES

Pavel L. Shapovalov, Anastasia A. Selina
Scientific adviser **Fedor A. Buryukin**
Language adviser **Anna B. Alekseeva**
Siberian Federal University

Adding anti-turbulent additives to the feedstock is a widely used approach of reducing hydraulic losses in oil industry.

The molecules of anti-turbulent additives are long polymer chains. With the introduction into the flow, oil anti-turbulent additives straighten out, smoothing turbulent disturbances and increases the thickness of the viscous laminar sublayer.

In recent times, oil companies investigate anti-turbulence additives by pilot testing on the main oil pipelines. Conducting such investigations require a significant amount of time and resources, which lead to serious financial costs. For these reasons, many companies want to save money and use different types of anti-turbulence additives without pilot testing. This approach can't provide exact information about anti-turbulence additives efficiency, because conditions of estimates (temperature and petroleum composition) can regularly change.

A more effective way of studying the influence of the properties of anti-turbulent additives is conducting experiments in the laboratory. The development of an experimental stand will allow testing and research additives that affect the hydraulic resistance in oil flow through the pipeline. First of all, the experimental stand is intended for the study of anti-turbulent additives, but it can also be used to assess the decrease in hydraulic resistance of other chemical products.

The basic technological scheme of the experimental setup is represented by isolated closed hydraulic system in fig.

The apparatus, used in the experiments include a thermostat (1), in which, with the help of a heater (2) the constant temperature of the heat-transfer mediumis maintained, while the vortexpump (3) carries out constant mixing of it. In the conical tank (4) there is a constant circulation of oil by a circulating pump (5). Flow of oil is launched into the pipe coil (8) by the plunger pump (6). When pressure gauge (7 and 9) has been stabilized, the flow of oil on the flow gauge (10) is measured.

© Pavel L. Shapovalov, Anastasia A. Selina, 2017

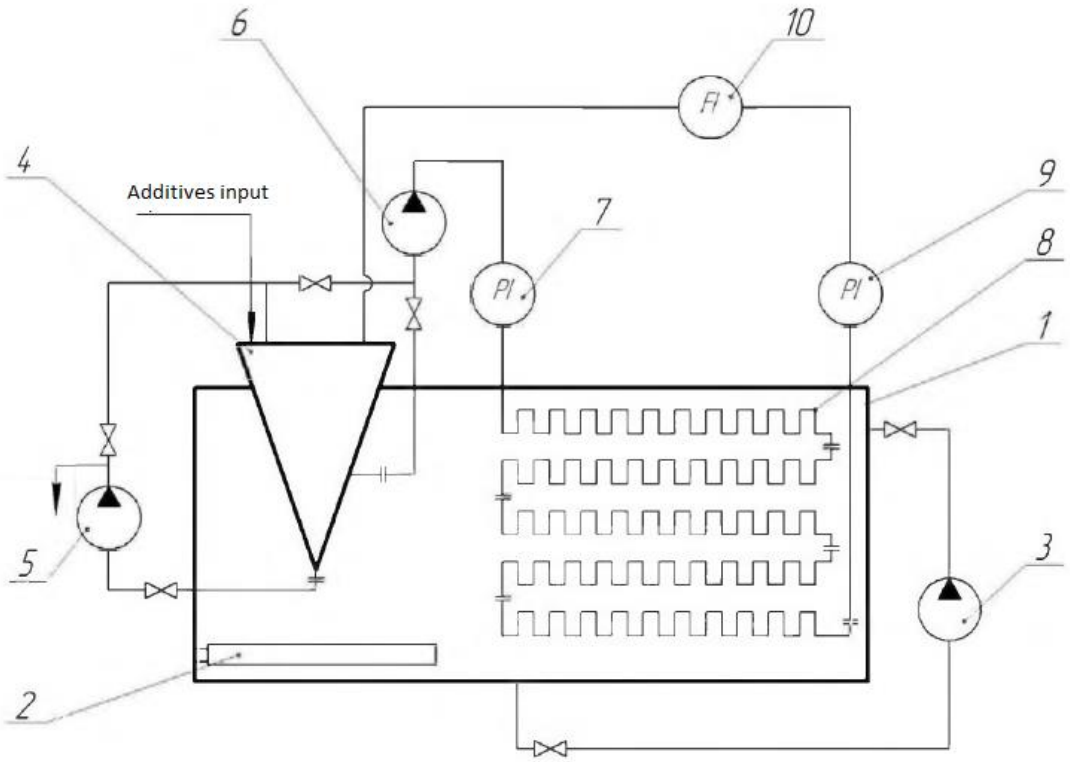


Fig. Schematic diagram of the experimental setup: 1 – Thermostat; 2- Heater; 3 – Vortex pump; 4 – Conical tank; 5 – Circulating pump; 6 – Plunger pump; 7 – Pressure gauge; 8 – Pipe coil; 9 – Pressure gauge; 10 – Flow gauge

At the beginning of the work, we set the required temperature on the thermostat. Then we start a vortex pump, which will ensure constant supply of heat within the fluid. Then we expect when the thermostat to reach the targeted temperature.

When the temperature regime is reached, we load oil or solvent into the conical tank. After that, we start the circulation pump, which carries out a constant circulation of oil in the tank, and high-pressure plunger pump, which will launch the flow of oil circulation into the pipe coil, which is an imitation model of industrial pipeline.

After thermostating and stabilizing the readings of the manometers installed before entering the pipe coil and after exiting it, we measure oil flow at a given pressure with the help of flowmeter. This value is accepted as the basic one.

We add the test additive into the conical tank. If the pressure changes in the pipeline, then the frequency of the pump is adjusted to equalize the pressure with the set of previous readings. Some time after the "deployment" of the additive in the pipeline and stabilization of pressure gauge readings, we measure the flow rate of oil with additive by means of a flow gauge and compare the obtained readings with the basic.

List of reference links

1. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей: монография. – Новосибирск : Наука, 1986. – 145 с.

2. Муратова В.И. Оценка влияния противотурбулентных присадок на гидравлическую эффективность нефтепродуктопроводов : дисс. … канд. техн. наук 25.00.19. – Уфа, 2014. – 149 с.

УДК 614.842

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ В ЖИЛЫХ МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМАХ

М.А. Синицина
Научный руководитель **С.В.Клочков**, канд. физ.-мат. наук
Сибирский федеральный университет

По статистике [3] 44 % пожаров в России возникают в жилом секторе. Большую часть жилого сектора в городе составляют многоквартирные жилые дома, которые представляют собой объекты повышенной пожарной опасности. Пожары в многоэтажных домах обладают некоторыми особенностями: огонь и продукты горения распространяются снизу вверх по лестничным клеткам, шахтам, балконам с высокой скоростью. Пути эвакуации задымляются крайне быстро, что создает смертельную угрозу многочисленным жильцам. Именно поэтому так важно вовремя обнаружить пожар, запустить системы дымоудаления и произвести быструю и безопасную эвакуацию людей, что обеспечивается наличием в доме автоматической системы пожарной сигнализации.

Проектирование систем пожарной сигнализации жилых многоквартирных домов регламентируется следующими нормативно-правовыми актами: 123-ФЗ от 21.01.2009 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [7], СП 5.13130.2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические» [5], СП 54.13130.2011 «Здания жилые многоквартирные» [6].

В качестве примера рассмотрим типовой секционный жилой шестнадцатиэтажный дом с незадымляемыми лестничными клетками, мусорокамерами, отделенными от основной части здания глухой стеной и имеющими самостоятельный вход, и системой оповещения и управления эвакуацией I типа.

В соответствии с [5, 6] жилые здания повышенной этажности (высотой более 28 м) обязательно оборудуются автоматической системой пожарной сигнализации вне зависимости от площади помещения. По путям эвакуации устанавливаются ручные пожарные извещатели, которые позволяют жильцам моментально подать сигнал «Пожар» на приемно-контрольный прибор при обнаружении очага возгорания. Все помещения квартир, кроме санитарных узлов, оборудуются автономными дымовыми извещателями, которые мгновенно оповещают жильцов о возникновении пожара звуковым сигналом. Коридоры, места общего пользования, лифтовые холлы, помещение консьержки и мусорокамеры оборудуются дымовыми пожарными извещателями. Прихожие квартир оборудуются тепло-

© Синицина М.А., 2017

выми пожарными извещателями, так как здесь происходит постоянный воздухообмен, способный вызвать срабатывание дымовых извещателей. Запуск системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, а также системы дымоудаления и подпора воздуха осуществляется при сработке ручного пожарного извещателя, или двух дымовых или тепловых извещателей, включенных по логической схеме «и», или одного из двух дымовых или тепловых извещателей, включенных по логической схеме «или», или одного дымового или теплового извещателя, удовлетворяющего требованиям п. 13.3.3, приложениям «Р» и «О» [5].

На практике эти схемы можно реализовать тремя способами: с применением традиционной неадресной, адресно-аналоговой или адресной систем автоматической пожарной сигнализации. Неадресная система включает в себя приемно-контрольный прибор и неадресные извещатели на радиальных шлейфах сигнализации. Извещатели в такой системе могут находиться только в состоянии «Норма» или «Пожар» и не способны формировать сигнал о своей неисправности. Приемно-контрольный прибор локализует очаг возгорания с точностью до шлейфа. Адресно-аналоговая система представляет собой приемно-контрольный прибор, неадресные извещатели и адресные расширители. Как и в неадресной системе, извещатели находятся в состоянии «Норма» или «Пожар», однако приемно-контрольный прибор локализует очаг возгорания с точностью до извещателя или группы извещателей, подключенных к адресному расширителю. Адресная система включает в себя приемно-контрольный прибор и адресные извещатели, передающие на него сигналы «Норма», «Внимание», «Пожар», «Неисправность», характеристики окружающей среды. Такая система позволяет локализовать очаг возгорания с точностью до адресного извещателя. Сравнительная характеристика систем представлена в табл. 1.

Таблица 1

Сравнительная характеристика систем пожарной сигнализации

Признак системы	Тип системы		
	неадресная	адресно-аналоговая	адресная
Точность места обнаружения возгорания			
Обнаружение неисправностей системы			
Надежность			
Простота пусконаладочных работ			
Простота монтажа оборудования			
Простота монтажа кабельной продукции			
Стоимость оборудования			
Стоимость кабельной продукции			
Простота обслуживания			
Стоимость обслуживания			

Примечание. Красным цветом обозначен худший вариант, зеленым – лучший, желтым – промежуточный.

На рис. 1 представлены структурные схемы различных систем пожарной сигнализации для типового этажа.

На рис. 2 представлен план типового этажа с применением различных систем автоматической пожарной сигнализации.

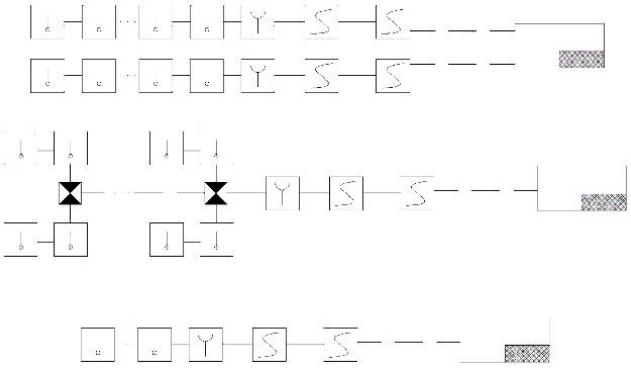
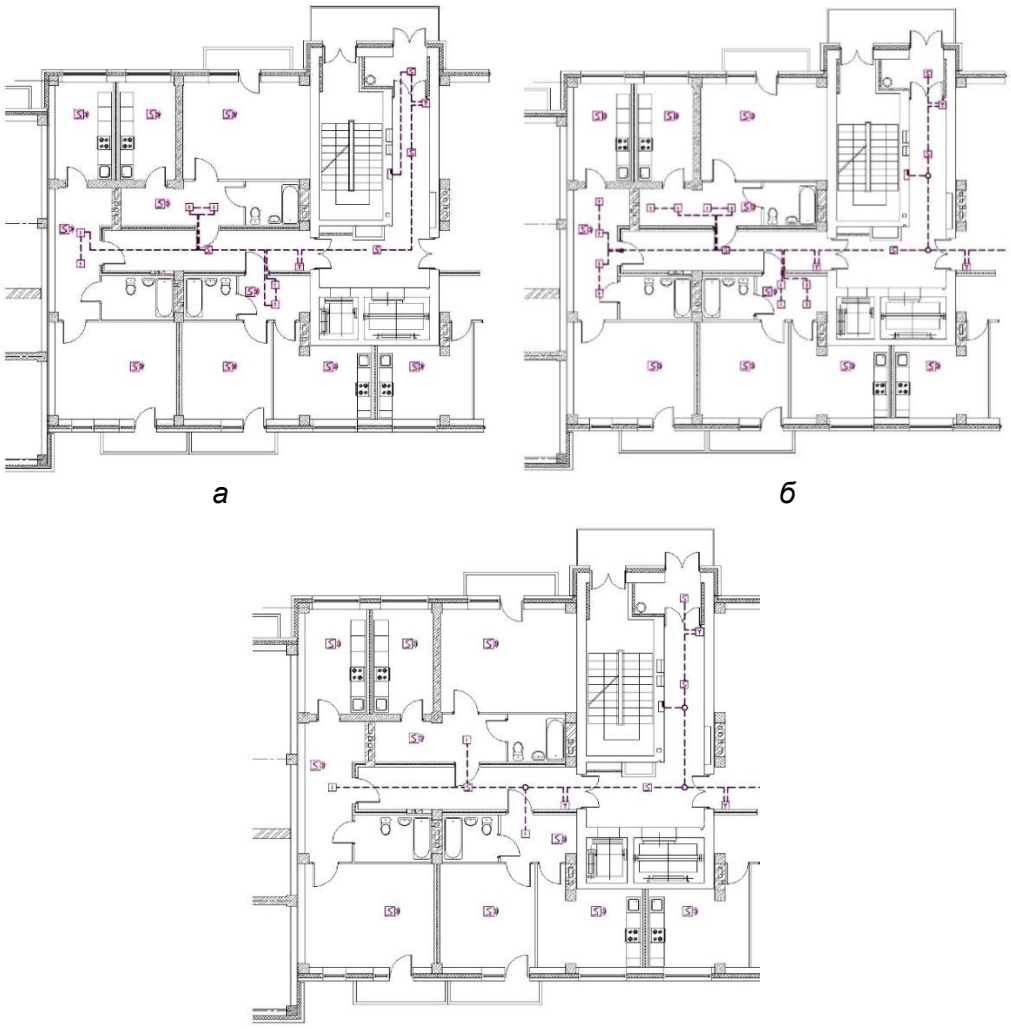


Рис. 1. Структурные схемы (сверху вниз) неадресной, адресно-аналоговой, адресной систем пожарной сигнализации



а *б*

в

Рис. 2. План типового этажа: *а* – неадресная система; *б* – адресно-аналоговая система; *в* – адресная система пожарной сигнализации

В табл. 2 приведено сравнение стоимости систем пожарной сигнализации в расчете на одну секцию типового жилого дома применительно к оборудованию ЗАО НВП «Болид».

Таблица 2

Сравнение стоимости систем пожарной сигнализации

Компонент системы/услуга	Стоимость, руб.		
	неадресная	адресно-аналоговая	адресная
Извещатели и приборы	308 070	466 541	472 968
Кабельная продукция	211 631	103 759	98 762
Монтаж	450 000	380 000	320 000
Пусконаладочные работы	40 000	50 000	70 000
Итого	999 701	990 300	961 730

Очевидно, что наиболее эффективной является адресная система пожарной сигнализации. Однако она экономически выгодна при установке лишь одного извещателя на защищаемое помещение. Количество пожарных извещателей, устанавливаемых в одном помещении, регулируется пунктами 13.3.2, 13.3.3 и 14.1–14.3 и приложениями «О» и «Р» СП [5], согласно которым в помещении необходима установка трех адресных пожарных извещателей при соответствии их пунктам 13.3.2, 13.3.3 и 14.1–14.3; двух – при соответствии их перечисленным пунктам, а также приложению «О» или «Р»; одного – при соответствии извещателя всем перечисленным пунктам и приложениям одновременно. Предполагается в качестве теплового адресного пожарного извещателя использовать С2000-ИП производства ЗАО НВП «Болид», соответствие требованиям пунктов 13.3.2, 13.3.3 и 14.1–14.3 и приложению «Р» которого было подтверждено ФГБУ ВНИИПО МЧС России [1]. Согласно приложению «О» время обнаружения неисправности и ее устранения не должно превышать 70 % времени приостановления технологического процесса или вынужденного простоя либо времени выполнения персоналом функций системы. Инспекторами ГПН оно трактуется следующим образом: в случае возникновения неисправности извещателя до момента ее устранения его функции берет на себя представитель обслуживающей организации. Отсюда возникает требование установки двух извещателей на помещение, что нивелирует экономическую выгоду адресной системы пожарной сигнализации. Как следствие, возникает необходимость применения адресно-аналоговой системы, в которой два адресных тепловых извещателя С2000-ИП заменяются на комбинацию из четырех тепловых извещателей ИП 103-5/2 А0, подключаемых в два шлейфа пожарной сигнализации к адресному расширителю С2000-АР2, что соответствует требованиям пункта 14.3 [5].

Ввиду неоднозначности трактования приложения «О» проектом СП 5.13130.2013 оно не предусмотрено, что сможет значительно упростить

задачу проектирования адресных систем пожарной сигнализации как в жилых многоквартирных домах, так и в зданиях и сооружениях других классов функциональной пожарной опасности.

Пожар является наиболее распространенной опасностью для жилого дома, а следовательно, и для его жильцов, проводящих в нем значительную часть своего времени. Именно поэтому так необходимо обезопасить людей от пожара, выбрав надежную систему автоматической пожарной сигнализации.

Список литературы

1. Письмо ФГБУ ВНИИПО МЧС России. – Режим доступа: https://bolid.ru.
2. Сведения о пожарах и их последствия. – Режим доступа: http://www.mchs.gov.ru.
3. СП 3.13130.2009 Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. – Введ. 01.05.2009. – Режим доступа: http://consultant.ru.
4. СП 4.13130.2013 Ограничение распространения пожара на объектах защиты. – Введ. 24.07.2013. – Режим доступа: http://consultant.ru.
5. СП 5.13130.2009 Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. – Введ. 01.05.2009. – Режим доступа: http://consultant.ru.
6. СП 54.13130.2011 Здания жилые многоквартирные. Актуализированная редакция СНиП 31-01–2003. – Введ. 20.05.2009. – Режим доступа: http://consultant.ru.
7. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : федер. закон от 22.07.2008 №123-ФЗ. – Режим доступа: http://consultant.ru.

УДК 504.052

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ОТХОДОВ ОТ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ

С.В. Синюта
Научный руководитель **Е.М. Лопух**
АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод "Восточной нефтяной компании"»

В соответствии с Федеральным законом «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [7] и поправками к нему № 458-ФЗ от 29.12.2014 обращение с отходами является прерогативой субъектов Российской Федерации, которые в рамках утвержденных программ должны предусматривать строительство объектов, предназначенных для обработки, утилизации и пр. в соответствии с утвержденными территориальными схемами обращения с отходами.

Утилизация отходов – использование отходов для производства товаров (продукции): повторное применение отходов по прямому назначению (рециклинг), их возврат в производственный цикл после соответствующей подготовки (регенерация), а также извлечение полезных компонентов для их повторного применения (рекуперация).

На практике лом бетонных и железобетонных изделий образуется при разборке крупнопанельных жилых домов, старых дорог с цементобетонным покрытием, взлетно-посадочных полос аэродромов и других объектов. Накапливаются также отрезанные куски железобетонных свай при строительстве мостов, если вбитая свая превышает требуемую отметку [3]. Во многих случаях отходы вывозятся на свалки, закапываются в землю, складируются на полигонах, что загрязняет окружающую среду и лишает промышленность значительного объема дорогостоящего материала, пригодного для вторичного использования. Эффективная переработка таких отходов и использование получаемых продуктов является сегодня насущной задачей.

Арматурная сталь и закладные детали идут в переплавку, а отходы бетона практически полностью могут быть применены повторно в качестве заполнителя для ординарных бетонов или как балласт в дорожно-транспортном строительстве. Кроме строительства, дробленый бетон применяют при рекультивации земель для засыпки выработок в грунте. Железобетон можно перерабатывать как непосредственно на месте образования отхода, так и на специализированных предприятиях [4].

© Синюта С.В., 2017

Использование установок для переработки лома бетонных и железобетонных изделий значительно упрощает процесс доставки отходов к месту переработки, устраняет транспортные расходы на перевозку, позволяет самой организации получать доход от вторичного использования получившегося сырья. В значительной степени экологическую ситуацию в промышленной зоне можно улучшить путем уменьшения общей доли земель, выделенных под полигоны, за счет снижения количества размещаемых отходов.

Цель работы состоит в создании модели, при которой возможно сокращение количества отходов, образованных в рамках строительства / демонтажа и подлежащих захоронению.

Нами были исследованы щековые дробилки российского производства (дробильно-сортировочный комплекс с машиной прессово-разрушающей ДСК-МПР-1500, дробильно-сортировочная установка ДСУ-30) и итальянского производства (дробилка щековая самоходная Komplet LEM TRACK 60-40 с гусеничной ходовой частью). Проведен анализ технико-экономических показателей: производительность по переработке, потребляемые энергоресурсы, стоимость установок, мобильность. Все они имеют возможность перерабатывать не только лом бетонных и железобетонных изделий, а также строительный мусор (отходы 4 и 5-го классов опасности): кирпич, бетон, полученные при демонтаже строительных объектов, после переработки превращаются в строительный щебень вторичного происхождения по ГОСТ 25137–82 [6].

Он применяется в качестве заменителя грунта для засыпки фундаментов, котлованов, для подсыпки оснований автомобильных дорог 3-й категории в виде наполнителя в мелкозернистых бетонах и бетонных изделиях.

В результате проделанной работы было выявлено, что для эффективного дробления на щековых дробилках крупногабаритные бетонные и железобетонные изделия следует предварительно подвергнуть воздействию машиной прессово-разрушающей либо гидромолотом, затем в работу вступают гидроножницы, легкосменяющийся рабочий орган к гидравлическому одноковшовому экскаватору. С их помощью получают куски, удобные для дальнейшей переработки на щековых дробилках.

При полной переработке отходов от строительно-монтажных работ с помощью специальной дробильной техники предполагается сокращение количество отходов, подлежащих захоронению.

Список литературы

1. Электрогидроимпульсный способ рециклинга железобетонных конструкций / И.О. Егорушин, Я.А. Кунгас, А.И. Орленко, А.В. Юрьев // Вестник Красноярского государственного аграрного университета. – 2015. – № 6. – С. 78–81.

2. Бедов А.И., Ткач Е.В., Пахратдинов А.А. Вопросы утилизации отходов бетонного лома для получения крупного заполнителя в производстве железобетонных изгибаемых элементов // Вестник МГСУ. – 2016. – № 7. – С. 91–100.

3. Вавилов А.В. Переработка и использование отходов строительного комплекса в Беларуси // Механизация строительства. – 2009. – № 11. – С. 25–27.

4. Селиверстова А.В. Исследование процесса проведения демонтажа промышленных сооружений и технологий разрушения строительных конструкций с целью повышения эффективности переработки и утилизации железобетонных демонтированных изделий // Научные исследования и разработки молодых ученых. – 2015. – № 3. – С. 107–111.

5. ГОСТ 8267–93. Межгосударственный стандарт. Щебень и гравий из плотных твердых пород для строительных работ. Технические условия. – Введ. 17.06.1994. – Минск: Межгос. науч.-техн. комиссия по стандартизации и техническому нормированию, 2003. – 14 с.

6. ГОСТ 25137–82. Материалы нерудные строительные, щебень и песок плотные из отходов промышленности, заполнители для бетона пористые. Классификация – Введ. 01.01.1983. – М. : Изд-во стандартов, 1994. – 7 с.

7. Об отходах производства и потребления: федер. закон Российской Федерации от 24 июн. 1998 г. № 89-ФЗ. – М., 1998.

УДК 625.7/.8

ДОРОЖНЫЕ ПОКРЫТИЯ ВРЕМЕННЫХ ДОРОГ

Е.А. Третьякова
Научный руководитель **А.В. Лысянников**, канд. техн. наук
Сибирский федеральный университет

Обустройство нефтяных и газовых месторождений в северных регионах, строительство нефтегазопроводов и их эксплуатация, бесперебойный подвоз материалов, машин, оборудования осуществляется, как правило, с помощью временных дорог. Выделяют следующие основные конструкции временных дорог [1]:

1. Грунтовые дороги без покрытия (земляное полотно).
2. Дороги с покрытием низшего типа:
   - из грунтов, улучшенных добавками;
   - деревогрунтовые;
   - сборно-разборные (колейные и сплошные) с деревянным покрытием;
   - зимние;
   - ледовые переправы.
3. Дороги с покрытием переходного типа:
   - гравийные и щебеночные;
   - сборные с покрытием из железобетонных плит.

Грунтовые дороги без покрытия (рис. 1) состоят исключительно из естественного и природного материала: песка, глины, каменистой почвы, дерна и т. д. Преимущество грунтовых дорог – малая стоимость строительства, а недостатками являются недолговечность (3–5 лет), минимальные нагрузки, неустойчивость к воздействию дождевых осадков.



Рис. 1. Грунтовые дороги без покрытия
(земляное полотно)

© Третьякова Е.А., 2017



Рис. 2. Покрытия временных дорог низшего типа: *а* – покрытие из скального грунта; *б* – деревогрунтовое покрытие; *в* – покрытие из деревянных щитов; *г* – покрытие из сборно-разборных дорожных плит; *д* – снежное покрытие; *е* – ледяное покрытие

Дороги с покрытием низшего типа построены из выравненного скального или крупнообломочного грунта (рис. 2, *а*); из грунтов, укрепленных или улучшенных различными скелетными добавками (щебень, гравий и др.), местными малоактивными веществами (гранулированный доменный шлак, золы уноса, фосфогипс) [2].

Преимуществами данных покрытий являются достаточная долговечность, низкая стоимость строительства, простота ремонта, а недостатками – катающиеся или выступающие из покрытия крупные скелетные добавки; в сухую погоду нарушение сплошности поверхности, образование волнистости; деформации при увлажнении покрытия, образование колеи; скопление на поверхности в отдельных местах однородного (крупного или мелкого) материала; при достаточной толщине покрытия образование крупных просадок, волн.

Деревогрунтовое покрытие (рис. 2, *б*) устраивают в виде сплошного настила из бревен диаметром 0,25–0,30 м, засыпаемого сверху грунтом. Преимущества деревогрунтовых покрытий – быстрота возведения, низкая стоимость, а недостатки – низкая транспортная скорость, необходимость ежегодного ремонта вследствие движения основания под дорогой, транспортные средства с большим весом могут «собрать» бревна при движении.

Дороги со сборно-разборным покрытием используют на болотах I и II типов, на многолетнемерзлых, мелкодисперсных и сильно увлажненных грунтах. Основным элементом дороги являются деревянные щиты (бревна длиной 6 м, диаметром 0,18–0,25 м, скрепленные стяжными

шпильками) (рис. 2, *в*), бетонные плиты или сборно-разборные дорожные плиты (рис. 2, *г*). Преимущества покрытия из деревянных щитов – быстрота возведения, низкая стоимость строительства. Преимущества покрытия из сборно-разборных дорожных плит – простота монтажа и использования, быстрое развертывание системы (до 1 км/24 ч) без использования дополнительной техники. Недостатками сборно-разборных покрытий являются низкая транспортная скорость, узкая проезжая часть.

Зимники – автомобильные дороги со снежным покрытием (рис. 2, *д*) – эксплуатируются только в зимних условиях, при минусовой температуре, в качестве строительного материала используется снег [3]. Преимущества зимников – низкая стоимость строительства, способность выдерживать высокие нагрузки, а недостатками являются сезонность использования, малый коэффициент сцепления, необходимость использования при строительстве специальной техники.

Ледовые переправы (рис. 2, *е*) представляют собой замороженную поверхность водоемов, связывающую участки суши, эксплуатируются от нескольких недель до нескольких месяцев [4]. Преимущества – малая стоимость строительства; высокие нагрузки, а недостатками являются сезонность использования, плохое сцепление шин автомобиля, низкая транспортная скорость.

В качестве основного продукта при строительстве щебеночных покрытий (рис. 3, *а*) используется щебень.



а



б



в

Рис. 3. Временные дороги с покрытием переходного типа:
а – щебеночное покрытие; *б* – гравийное покрытие;
в – покрытие из железобетонных плит

Преимущества щебеночных покрытий: укладка основания может проводиться даже при неблагоприятных погодных условиях, простота ремонта, а недостатками являются быстрый износ и малая устойчивость к воздействию нагрузок от колес автомобилей, необходимость периодической подсыпки щебеночного материала.

Гравийные покрытия (рис. 3, *в*) по большинству своих параметров схожи с щебеночными, но отличаются материалом для изготовления.

К преимуществам гравийных покрытий относятся малая стоимость строительства, простота обслуживания (периодическая подсыпка гравием), хорошая водопроницаемость, а недостатками являются сложность очистки их от снега (вместе со снегом удаляется часть гравия); образование колеи и канавок, где накапливается вода; необходимость периодической подсыпки гравием [5].

Покрытие из железобетонных плит (рис. 3, *в*) обладает следующими преимуществами: высокой устойчивостью к нагрузкам; быстротой сборки и несложным процессом подготовки основания для их укладки, а недостатками являются расхождение соединительных швов в результате подвижек грунта, большой вес, что затрудняет процесс их транспортировки [6].

Группа компаний «Рускомпозит» занимается производством легкосборных пластиковых плит (рис. 4, *а*) [7].

Преимущества данных конструкций – простота и быстрота сборки, небольшой вес плит, а недостатками являются недолговечность, ограничения по скорости передвижения транспорта.

Еще одной разновидностью пластиковых дорожных покрытий является разработка компании KWS Infra (Голландия) (рис. 4, *б*) [8]. Преимущества данных конструкций – изготовление из переработанного пластика, простота технологии монтажа, устойчивость к воздействию осадков и горючих веществ (автомобильные масла и электролиты), возможность размещения коммуникаций внутри плит; высокий коэффициент сцепления шин [9], а недостатками являются отсутствие данных по предельной массе, которую способно выдержать пластиковое полотно, о сроке эксплуатации, о возможности выдерживать ежедневную нагрузку, не продуман вопрос соединения плит между собой, не ясно, как поведут себя плиты при замерзании воды в водоводном канале.



а *б*

Рис. 4. Дороги с покрытием из пластиковых плит:
а – дорожное полотно из пластиковых плит «Рускомпозит»;
б – пластиковые дороги компании KWS Infra

По результатам проведенного анализ можно сделать вывод, что в последнее время появились направления по использованию вторичного сырья в дорожном строительстве с целью получения качественного и долговечного покрытия. Данное направление является перспективным, малый вес плит и простота их монтажа значительно сократят экономические затраты при их транспортировке, а сырье для их изготовления можно получать практически бесплатно.

Список литературы

1. Инструкция по строительству временных дорог для трубопроводного строительства в сложных условиях (на обводненной и заболоченной местности). – ВСН 2-105-78. – М. : Миннефтегазстрой, 1978. – 68 с.
2. Устройство дорожных одежд с покрытиями низших типов. – Режим доступа: http://www.studfiles.ru/.
3. Зимники – дороги севера. – Режим доступа: http://trans-continental.ru/.
4. Энциклопедия интересных мест нашей планеты. – Режим доступа: http://etotam.com/.
5. Технология устройства гравийных дорог. – Режим доступа: http://www.bau-prom.ru/.
6. Дороги из бетона. – Режим доступа: http://kladembeton.ru/.
7. Интернет-портал «Российской газеты». – Режим доступа: https://rg.ru/.
8. Дорога из пластика появится в Нидерландах в 2017 году. – Режим доступа: https://lenta.ru/.
9. Автожурнал «Fastmb». – Режим доступа: http://fastmb.ru/.