

Металлургия и материаловедение

УДК 620.197.6:622.692.4

ПРИМЕНЕНИЕ СИЛИКАТНО-ЭМАЛЕВЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В.Н. Артюшкин, В.М. Авдеев

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

Рассмотрены проблемы защиты нефтепромысловых трубопроводов от коррозии. На нефтепромыслах особую опасность представляет внутренняя коррозия трубопровода, так как перекачиваемая агрессивная жидкость имеет высокую минерализацию, большое содержание сероводорода, окиси углерода и других примесей. Проблема защиты от коррозии может быть решена применением труб с силикатно-эмалевым покрытием. В работе рассмотрена установка для нанесения силикатно-эмалевого покрытия с целью защиты внутреннего сварного шва. Проведенные исследования силикатно-эмалевых покрытий на трубах показали, что при толщине покрытия 300–400 мкм обеспечивается защита основного металла труб от коррозии на срок до 40 лет.

Ключевые слова: силикатно-эмалевые покрытия, адгезия, снижение гидравлического сопротивления, защита внутреннего сварного шва.

На нефтепромыслах в системах сбора и подготовки нефти и поддержания пластового давления по трубопроводам перекачиваются минерализованные жидкости с высокой коррозионной активностью. Существенным недостатком стальных труб является их подверженность коррозии. Это ведет к огромной потере металла, сокращению срока службы трубопроводов, увеличению шероховатости внутренней поверхности стенок труб, что вызывает дополнительные энергозатраты на перекачку жидкости.

За последние годы условия эксплуатации промысловых трубопроводов усложнились в связи с резким увеличением концентрации коррозионно-активной пластовой воды. В результате предельный срок службы нефтепроводов и водоводов сократился на 3–4 года, а на отдельных участках сквозные коррозионные повреждения возникают через несколько месяцев после их замены.

В последние десятилетия были введены в эксплуатацию нефтяные и газовые месторождения с высоким содержанием сероводорода, углекислого газа и других агрессивных компонентов, что вызывает повышение опасности коррозионного разрушения трубопроводов, сокращение срока их службы и увеличение эксплуатационных расходов.

Мировая практика защиты труб от коррозионного разрушения накопила значительный опыт по применению мастичных, полимерных, лакокрасочных, сили-

катных и других видов антикоррозионных покрытий.

Защитное изоляционное покрытие должно:

- надежно защищать металл от коррозии;
- быть сплошным, беспористым и долговечным;
- обладать химической нейтральностью к перекачиваемой среде и почвенному электролиту;
- иметь высокую адгезию к металлу;
- предотвращать образование и накопление отложений различных продуктов на внутренней поверхности стенок труб;
- снижать трение и гидравлическое сопротивление при движении продуктов транспортировки.

Особый интерес вызывают стеклоэмалевые или, как сейчас их принято называть, силикатно-эмалевые покрытия, обладающие повышенной коррозионной стойкостью к агрессивным средам, содержащим кислород, сероводород, углекислоты с высокой степенью минерализации и температур. Эти покрытия отличаются влагонепроницаемостью, высокой адгезией к металлу и зеркально гладкой поверхностью. Характерной особенностью силикатно-эмалевых покрытий является то, что их удельная теплопроводность и коэффициент температурного расширения почти такие же, как у металла, и перепады температур трубопроводов не вызывают разрушения покрытий.

Еще в 1961 г. во Всесоюзном научно-исследовательском институте по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ) была создана лаборатория эмалирования труб, на которую были возложены функции головного подразделения в области индукционного эмалирования труб. В 1960-1970 гг. на опытно-промышленной базе (ст. Львовская Московской обл.) были проведены работы по индукционному эмалированию опытных партий нефтепроводных труб с внутренним и наружным покрытием.

По технологии ВНИИСТ созданы производства по эмалированию труб в Краснокамске, Шевченко, Похвистнево, Пензе, Ижевске, которые были ориентированы на нефтяников-промысловиков.

Было установлено, что силикатно-эмалевое покрытие позволяет:

- снизить абразивный износ и уменьшить образование на стенках отложений парафина, продуктов полимеризации и других осадков за счет гладкости покрытия;
- обеспечить высокое качество и чистоту транспортируемого продукта;
- повысить пропускную способность трубопровода за счет гладкости покрытия, что дает возможность использовать трубы меньшего диаметра и снизить энергозатраты на транспортировку;
- исключить потери перекачиваемого продукта из-за частого ремонта трубопроводных систем и уменьшить вероятность загрязнения окружающей среды.

Снижение гидравлических сопротивлений является важной задачей, решение которой позволяет понизить затрачиваемую мощность, уменьшить металлоемкость трубопровода за счет снижения его диаметра или увеличить пропускную способность, содействовать более успешному транспортированию конденсата, уменьшая тем самым образование всякого рода отложений или пробок.

По свидетельству д.т.н. проф. Ю.Н. Михайловского и д.т.н. проф. О.И. Стеклова, лабораторные методы электрохимических испытаний эмалевых покрытий типа МК-Б на стальных трубах в электролитических средах, имитирующих химический состав пластовых вод тюменских нефтепромыслов, показали

высокие антикоррозионные свойства. А в процессе экспериментальных исследований в самарском институте ОАО «ВНИИТнефть» было установлено, что возможная скорость коррозии металла под покрытием не превышает 0,002 % от скорости коррозии незащищенных труб.

Силикатно-эмалевое покрытие может наноситься на бесшовные и электросварные нефтепроводные трубы [4].

Для эмалирования стальные трубы должны иметь следующие номинальные размеры:

- наружный диаметр – 80–530 мм;
- длина – 6,0–11,8 м;
- толщина стенок трубы – 4,0–12,0 мм.

Силикатно-эмалевое покрытие может наноситься на соединительные детали – тройники, отводы, переходники, заглушки и трубопроводную арматуру.

Нефтепроводные эмалированные трубы могут быть использованы для строительства технологических, нефтепромысловых трубопроводов I–IV категорий, нефтепроводов и продуктопроводов в соответствии с действующей нормативно-технической документацией, а также использоваться для обсадных и насосно-компрессорных труб.

Силикатная эмаль – это затвердевшая стеклообразная неорганическая масса, состоящая из оксидов, основой которой является кремнезем. Стеклоэмалевое покрытие может быть однослойным и двухслойным [4].

В настоящее время применяют преимущественно безгрунтовое эмалирование труб с использованием силикатной эмали (фритты) на основе стекол системы $R_2O-RO-B_2O_3-SiO_2-F$. Технологический процесс эмалирования стальных труб с использованием индукционного или печного нагрева предусматривает нанесение покрытия на внутреннюю поверхность или на обе поверхности труб. Покрытие наносится на трубы мокрым (шликерным) способом.

В 1980 г. в Пензе объединением «Пензаводпром» впервые в мире была создана технология двухстороннего эмалирования труб с использованием метода нагрева труб в электромагнитном поле индуктора (см. рисунок).

Технологический процесс эмалирования включает в себя:

- приготовление из фритты эмалевой суспензии – шликера в шаровых мельницах;
- процесс «старения» шликера;
- подготовку поверхности труб или фасонных изделий, включающую дробеструйную очистку и обеспыливание поверхности;
- нанесение эмалевого шликера при вертикальном положении труб;
- сушку нанесенного шликера при температуре около 60–100 °С;
- обжиг при температуре 750–900 °С;
- естественное охлаждение при температуре воздуха цеха;
- обработку торцевых поверхностей труб от наплывов эмали;
- контроль качества и упаковку.

Толщина силикатно-эмалевого покрытия должна быть не менее 0,35 мм [4]. На рисунке представлена поточная линия двухстороннего эмалирования труб [5].

Первое применение эмалированных труб диаметрами 159, 219 и 325 мм в промысловых условиях было осуществлено сотрудниками ОАО «ВНИИТнефть» в НГДУ «Кинельнефть» объединения «Куйбышевнефть» в системах трубопроводов поддержания пластового давления на Козловском месторождении Самарской области. При этом давление в трубопроводах достигало 13

МПа, рН = 4–11, содержание сероводорода – 200 мг/л, углекислого газа – 700 мг/л, общая минерализация составляла 60000 мг/л. Через 5 лет эксплуатации на опытном трубопроводе не было обнаружено коррозионных повреждений. Ранее на этих участках трубопроводов наблюдались свищи от коррозии в результате большого содержания сероводорода уже через полгода. Затем эмалированные трубы стали использовать в НГДУ «Первомайнефть» и НГДУ «Жигулевск-нефть», а в г. Похвистнево был построен цех по эмалированию нефтепроводных труб.

Защитные стеклоэмалевые покрытия могут быть отнесены к усиленному типу по ГОСТ Р 51164-98 и могут обеспечить противокоррозионную защиту труб не менее 50 лет.

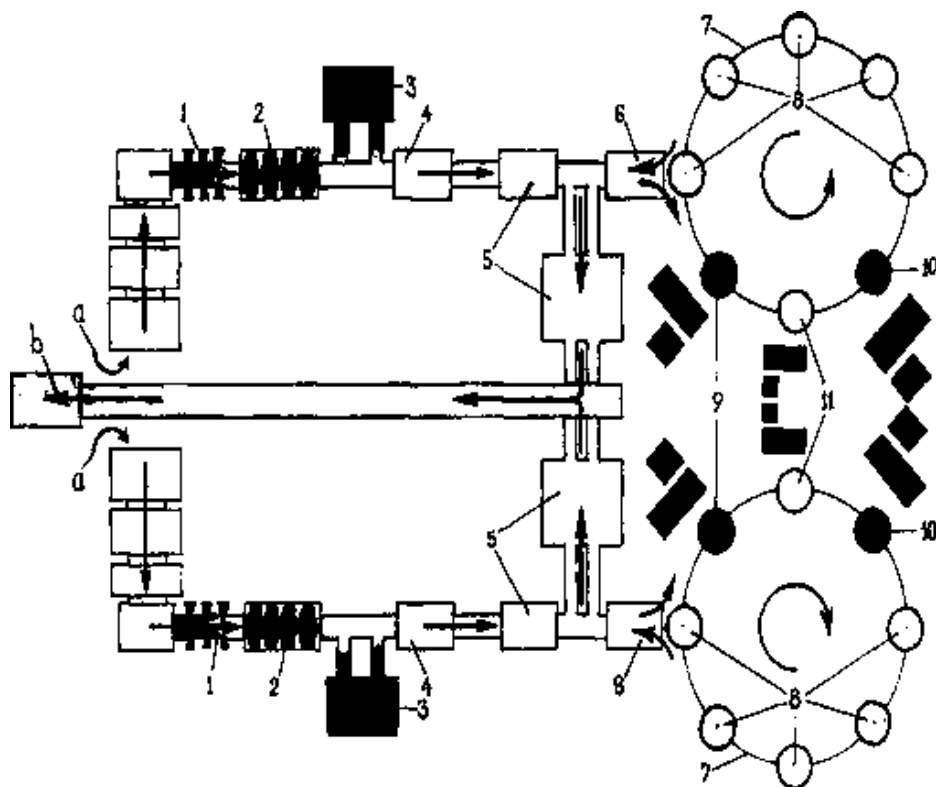
Однако при строительстве трубопроводов из эмалированных труб возникла проблема защиты внутренней поверхности сварного шва.

Для решения этой проблемы, например, на производственной базе НПК «Вектор» был создан участок, где к трубам с внутренним силикатно-эмалевым покрытием приваривали кольца из нержавеющей стали. Сварной шов кольца и трубы дополнительно эмалируется. Затем в полевых условиях при строительстве трубопроводов для соединения труб производилась только сварка нержавеющей колец специальным электродом.

Авторами работ [1, 2] была разработана более простая и дешевая технология защиты внутренней поверхности сварного шва в полевых условиях. Технология заключалась в предварительном нанесении узких кольцевых полосок загущенного эмалевого шликера на подготовленные внутренние торцовые зоны свариваемых труб с добавлением в него до 10 % силикатного клея. После подсушки слоя шликера стык сваривали при соответствующих режимах ручной дуговой сварки. Нанесенный эмалевый слой шликера при этом, расплавляясь, покрывал внутреннюю поверхность сварного шва. Добавка силикатного клея в шликер повышала поверхностное натяжение расплавленной эмали, что не позволяло ей стекать сверху. Это особенно важно при сварке неповоротных стыков. Сварщики предварительно проходили подготовку на трубной базе, отрабатывая технологию сварки на кольцевых образцах, нарезанных на токарном станке. При сварке они имели возможность наблюдать растекание стеклоэмали по внутреннему сварному шву.

Однако этот метод не давал полной гарантии защиты сварного шва, так как многое зависело от умения сварщика. Поэтому было предложено уже на заводе после эмалирования всей поверхности трубы дополнительно создать утолщенный кольцевой слой эмали на внутренней поверхности у торца трубы. Для этого на специальном стенде наносилась из дозатора порошкообразная фритта с нагревом от индуктора. Полученное кольцевое утолщение покрытия у торца трубы, расплавляясь при сварке труб, позволяло покрыть внутренний сварной шов и исключало необходимость нанесения шликера перед сваркой в полевых условиях.

Для стационарных, а впоследствии и для полевых условий совместно с Поволжским АТНЦ была также разработана технология контактной сварки эмалированных труб. При сварке торцы труб сжимаются создаваемыми осевыми усилиями и свариваются индукционным методом. Действующая лабораторная установка показала эффективность предложенного способа и надежную защиту внутреннего сварного шва. Проверка сварных швов радиографическим методом дала положительные результаты.



Поточная линия эмалирования труб:

а – черная труба; б – на склад. 1 – конвейер подачи черных труб; 2 – индуктор обжига; 3 – дробеструйная камера; 4 – камера обеспыливания (пылесос); 5 – пост контроля качества; 6 – вертикальный подъемник; 7 – карусельная установка для подвески и перемещения труб; 8 – гнездо для охлаждения; 9 – гнездо для нанесения шликера; 10 – гнездо для обжига; 11 – гнездо для сушки

При дальнейшем совершенствовании процессов эмалирования и проектировании нестандартного оборудования при производстве труб с силикатно-эмалевым покрытием планируется использование патентных материалов [2, 3]. По данным лабораторных и промысловых исследований, силикатно-эмалевое покрытие при толщине на трубах 300–500 мкм может обеспечить защиту основного металла труб от коррозии примерно на 40–50 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Воробьев А.А., Артюшкин В.Н., Давыдов Ю.М. Эмалированный трубопровод – надежная защита от коррозии // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 6. – С. 32.
2. Патент № 2034930. Способ эмалирования внутренней поверхности стальных труб / Артюшкин В.Н., Воробьев А.А., Давыдов Ю.М. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений 10.05.1995.
3. Патент № 2037731. Способ ремонта трубопровода с комбинированным антикоррозионным покрытием / Оловянишников В.Ф., Воробьев А.А., Артюшкин В.Н., Витов В.Ф., Старченко А.Н. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений 19.06.1995.
4. Трубы стальные с двухсторонним силикатно-эмалевым покрытием. Технические условия. ТУ 1390-001-01297858-96. Москва, 1996.
5. Трубы стальные с наружным и внутренним силикатно-эмалевым покрытием. Технические условия. ТУ 1308-004-02066613-97. Москва, 1997.

6. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
7. Индукционное эмалирование труб. Проспект В/О «Лицензиторг»-289007. – М.: Внешторгиздат, 1990.

Статья поступила в редакцию 6 октября 2015 г.

THE APPLICATION OF SILICATE-ENAMEL COATINGS FOR OIL-FIELD PIPELINES

V.N. Artushkin, V.M. Avdeyev

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

The paper discusses the problems of oil-field pipeline corrosion protection. In oil fields, a special danger consists in the pipeline internal corrosion, as the pumped aggressive liquid has a high-rate mineralization, high concentration level of hydrogen sulfide, carbon monoxide and other impurities. The problem of corrosion protection can be solved by application of pipes with a silicate-enamel coating. The paper deals with an installation for applying a silicate-enamel coating for the internal welded-seam protection. The conducted research of pipe silicate-enamel coatings has showed that with the coating thickness of 300 - 400 microns, the ensured corrosion protection of the pipe primary metal is up to 40 years.

Keywords: *silicate and enamel coverings, adhesion, decrease in hydraulic resistance, protection of an internal welded seam.*

*Valery N. Artushkin, Associate Professor.
Viktor M. Avdeyev, Associate Professor.*

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО МОЮЩЕГО СРЕДСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ОТ ПРИСТЕННЫХ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

**В.В. Коновалов¹, П.В. Склюев¹, М.С. Титкова¹, Е.Э. Татарина¹,
А.Г. Дальке²**

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

² ООО «ЭнерДжетСистемс»
Россия, 443001, г. Самара, ул. Братьев Коростелевых, 97-99/78, к. 1

E-mail: konovalov-samgtu.ru

Проведен анализ компонентного состава пристенных асфальтосмолопарафиновых отложений, образующихся на внутренней поверхности технологических трубопроводов и оборудовании насосной перекачивающей станции. На основе водного раствора поверхностно-активных веществ, содетергента и углеводородных фракций разработано техническое моющее средство. Определены физико-химические свойства и проведена оценка растворяющей способности технического моющего средства по отношению к исследуемым асфальтосмолопарафиновым отложениям. Изучена эффективность действия технического моющего средства и отработана технология его применения для очистки технологических трубопроводов и оборудования. Осуществлена оценка влияния технического моющего средства на качество перекачиваемого дизельного топлива.

Ключевые слова: пристенные асфальтосмолопарафиновые отложения, техническое моющее средство, технология очистки, статический режим, динамический режим, состав АСПО, содетергент, ПАВ, углеводородные фракции, содержание серы, реологические характеристики.

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании вызывает осложнения в работе скважин при эксплуатации нефтяных месторождений, снижение производительности систем сбора и транспорта углеводородного сырья и эффективности работы насосных установок [1]. Практика добычи и транспорта нефти показывает, что основными участками накопления асфальтосмолопарафиновых отложений являются насосы, насосно-компрессорные трубы, трубопроводы, выкидные линии скважин, резервуары и отстойники промысловых объектов сбора скважинной продукции. Интенсив-

Виктор Викторович Коновалов (к.х.н., доц.), доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Прокофий Витальевич Склюев (к.х.н.), старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Мария Сергеевна Титкова, инженер кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Евгения Эдуардовна Татарина (к.х.н.), старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Александр Геннадьевич Дальке, генеральный директор.

ность образования отложений АСПО в системе транспорта нефти зависит от физико-химических характеристик перекачиваемой продукции, термобарических условий, скоростей движения и режима течения жидкости, материала труб и шероховатости стенок, наличия в системе механических примесей, обводненности продукции и т. д. [2, 3].

Наиболее результативными методами удаления пристенных АСПО являются физико-химические методы, базирующиеся на применении различных растворителей [4, 5]. Широко используются реагенты комплексного действия (как углеводородного, так и водного типа), сочетающие в себе компоненты различной природы: кислоты, щелочи, соли, углеводороды и ПАВ (амфолитные, анионные, катионные и неионогенные) [6–9]. Рядом исследований показано [1, 3], что все составы реагентов для удаления АСПО можно условно разделить на несколько групп: чистые органические растворители; природные органические соединения; смеси различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки; органические смеси с добавками ПАВ; растворители АСПО на водной основе; многокомпонентные смеси.

Эффективность растворителя АСПО зависит от состава и природы АСПО (концентрации смол, парафинов и асфальтенов, содержания механических примесей, воды и т. д.), поскольку каждая из составляющих АСПО лучше растворяется в различных по природе реагентах. С данным обстоятельством связана и классификация АСПО, которая характеризуется отношением парафинов к сумме смол и асфальтенов: асфальтеновые (подгруппа А1+А2+А3), смешанные (подгруппа С1+С2+С3) и парафиновые (подгруппа П1+П2+П3) [4].

Наиболее действенны для удаления АСПО такие растворители, как ароматические соединения (бензол, толуол, ксилолы, этилбензол, хлорбензол, стирол и т. д.) [5], однако применение данного класса реагентов ограничивается высокой стоимостью, относительно низкой доступностью, высокой токсичностью и пожароопасностью. Поэтому наибольшее распространение получили растворители АСПО природного характера (легкие нефти, ШФЛУ, газоконденсат, газовый бензин и т. д.) [6, 7]. Другой класс реагентов базируется на продукции нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности – толуольная, бензольная, ксилольная, керосиновая, дизельная фракции, нефрас, уайт-спирит и т. д. [7]. Для увеличения эффективности удаления АСПО их часто модифицируют различными добавками, которые позволяют повысить поверхностную и диспергирующую активность углеводородных реагентов.

Целью данной работы была разработка технического моющего средства (ТМС) для удаления пристенных АСПО и технологии его применения для очистки технологических трубопроводов, а также оценка влияния ТМС и технологии его применения на качество перекачиваемого дизельного топлива после проведения очистки. Одна из задач исследования – разработка ТМС на водной основе с содержанием воды не менее 60 % для обеспечения пожаробезопасности и экологичности его применения, а также снижения стоимости состава.

Объектами исследования являлись образцы АСПО, отобранные с внутренней поверхности технологических трубопроводов и оборудования насосной перекачивающей станции, а также натурные образцы трубы с пристенными АСПО.

В ходе выполнения данной работы комплексом физико-химических методов был определен качественный и количественный состав АСПО, отобранных с внутренней поверхности трубопроводов и технологического оборудования. Анализ отложений был проведен в следующей последовательности: определение со-

держания воды (ГОСТ 2477-65), определение содержания механических примесей (ГОСТ 6370-83), определение содержания легких углеводородных компонентов, определение содержания асфальтенов (ГОСТ 11858-66), определение содержания смол, адсорбируемых силикагелем (ГОСТ 11851-85), определение содержания парафина (ГОСТ 11851-85), определение содержания масел. В табл. 1 приведен усредненный количественный состав компонентов, содержащихся в АСПО.

Для отдельных компонентов АСПО были выполнены дополнительные исследования. Так, для парафинов, выделенных из АСПО, с помощью реометра Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH) было проведено определение температур плавления. Измерение температур проводили прямым определением в капилляре и с применением ротационного вискозиметра (для оценки изменения вязкости и напряжения сдвига от температуры). Температура плавления парафиновых углеводородов, определенная по первой методике, составила 72–75 °С. По второй методике было определено, что исследуемые парафины размягчаются при температуре 63,5 °С, плавятся в интервале температур 71,8–74,8 °С.

Таблица 1

Количественный состав АСПО

Компоненты АСПО	Содержание в АСПО, % масс.
Вода	7,4
Механические примеси и соли	53,3
Асфальтены	0,9
Силикагелевые смолы	3,5
Парафины	5,1
Масла	20,4
Легкие углеводороды	9,4
Итого	100,0

Определение элементного состава механических примесей, содержащихся в АСПО, выполняли с использованием рентгенофлуоресцентного энергодисперсионного анализатора (Shimadzu, EDX-800HS). Режим регистрации: коллиматор – 10 мм, родиевая трубка, охлаждающий агент – жидкий азот, температура детектора – минус 176 °С; среда – вакуум (давление 30 Па). Результаты полуколичественного определения с использованием метода фундаментальных параметров, элементного состава представлены в табл. 2.

Исследования компонентного состава АСПО показали, что изученные образцы относятся к парафиновому типу с высоким содержанием механических примесей, представленных преимущественно кварцем, окислами железа и неорганическими солями (железа, алюминия, кальция и калия). Проведенные исследования позволили оптимизировать состав ТМС под тип отложений и определить оптимальную температуру его применения.

**Элементный состав механических примесей и неорганических солей
в образцах АСПО***

Элемент	Концентрация, % масс.	Элемент	Концентрация, % масс.
Кремний (Si)	56,0	Сера (S)	1,9
Железо (Fe)	19,2	Титан (Ti)	1,17
Алюминий (Al)	9,9	Фосфор (P)	0,41
Кальций (Ca)	5,46	Марганец (Mn)	0,337
Калий (K)	5,22	Стронций (Sr)	0,186

* Элементный состав представлен без учета водорода, углерода и кислорода, хлора и азота.

Основу разработанного состава ТМС составляет пресная вода (71–72 %). Для удаления механических примесей, обладающих высокой адгезией к углеводородным соединениям и образующих прочный трудноразрушаемый каркас АСПО, разрабатываемое ТМС должно обладать высокой диспергирующей активностью. Как известно [10, 11], повышение диспергирующей активности растворителя возможно за счет введения в его состав поверхностно-активных веществ. Причем для повышения эффективности действия растворителя целесообразно использование смеси анионных и неионогенных ПАВ. Изучение влияния общей концентрации ПАВ ($C_{\text{общ}}$ ПАВ) показало, что $C_{\text{общ}}$ ПАВ должна быть выше критической концентрации мицеллообразования (ККМ), т. к. при $C_{\text{общ}}$ ПАВ ниже точки ККМ ПАВ находятся на границе раздела фаз и наблюдается расслаивание раствора. Увеличение концентрации ПАВ в растворе приводит к образованию мицелл в объеме раствора и повышению его солюбилизующей активности по отношению к углеводородам. Таким образом, введение ПАВ в систему выше точки ККМ позволяет получить ультрадисперсный водный мицеллярный состав, в котором углеводородная часть находится внутри мицелл. Исследования влияния ПАВ на величину межфазного натяжения показали, что $C_{\text{общ}}$ ПАВ (при выбранном соотношении АПАВ/НПАВ) должна быть не ниже 2,5–3 % масс. Для получения однородного состава при приготовлении и применении ТМС была выбрана $C_{\text{общ}}$ ПАВ в составе ТМС 5 % масс. Повышение концентрации ПАВ экономически нецелесообразно, а снижение $C_{\text{общ}}$ ПАВ приводит к снижению стабильности ТМС при отмыве АСПО. Кроме того, использование смеси анионных и неионных ПАВ позволяет получить ряд синергетических эффектов: повышается моющая способность ТМС; снижается вероятность «высаливания» анионных ПАВ при повышении минерализации среды; появляется возможность применения для приготовления раствора неподготовленной технической воды; повышается диспергирующая активность и солюбилизующая способность ТМС; снижается скорость расслаивания ТМС (повышается стабильность раствора); уменьшается межфазное натяжение на границах раздела фаз; появляется возможность приготовления высокоэффективных мицеллярных растворов.

С целью изучения влияния соотношения НПАВ/АПАВ в ТМС на стабильность раствора были приготовлены и изучены ряд растворов с соотношением компонентов НПАВ/АПАВ от 1:4 до 4:1 (рис. 1).

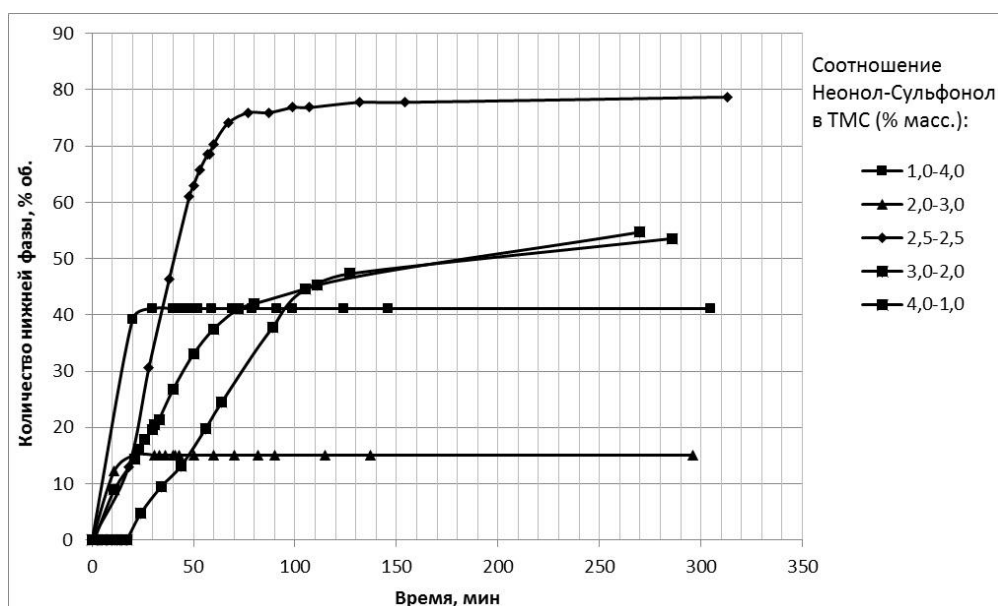


Рис. 1. Динамика расслоения ТМС с различным соотношением ПАВ

Из графиков, представленных на рис. 1, видно, что при соотношении поверхностно-активных компонентов 1:1 выделяется максимальное количество водной фазы. В данном случае происходит растворение углеводородного компонента в водном растворе ПАВ с образованием мицеллярного раствора и поэтому корректнее говорить о выделении углеводородной фазы (в данном случае оно минимально). Таким образом, для удаления углеводородной составляющей АСПО необходимо использование смеси АПАВ и НПАВ с соотношением 1:1 углеводородных растворителей, содержащих в своем составе углеводороды парафинового ряда с температурой начала кипения не ниже 64 °С.

Также было установлено, что для повышения стабильности ТМС необходимо добавление в состав ТМС содетергента – спирта. Введение содетергента изменяет полярность ТМС и предотвращает выделение водной или углеводородной фазы, образование которых при проведении очистки с использованием ТМС недопустимо, поскольку выделение одной из фаз резко изменяет растворяющую способность и понижает эффективность действия ТМС.

В качестве углеводородной составляющей ТМС нами был использован нефрас С2 80/120.

Наиболее эффективной температурной областью применения ТМС, определенной исходя из результатов исследования температуры плавления парафинов и температуры начала кипения состава (72 °С), является температура то 64 до 70 °С. Важно также отметить, что указанный диапазон температур ниже температуры плавления всех видов/типов изоляции трубопроводов и оборудования.

Кроме этого, при приготовлении ТМС необходимо соблюдать последовательность добавления компонентов, так как при ее нарушении возможно образование эмульсий и выделение водной и/или углеводородной фаз.

При отработке технологии применения ТМС для очистки технологических трубопроводов и оборудования, была проведена характеристика основных физико-химических свойств приготовленного ТМС и определены плотности спирта, ТМС (ГОСТ 18995.1-73) и углеводородов (ГОСТ 51069-97); температура начала

кипения испытуемого ТМС (ГОСТ 2177-99); стабильность ТМС; коррозионная активность ТМС (ГОСТ 2917-76); предельная концентрация насыщения ТМС (как максимальная масса растворившихся АСПО в единице объема ТМС).

Полученные (усредненные) значения основных физико-химических свойств приготовленного ТМС составили: плотность $0,937 \text{ г/см}^3$, стабильность не менее 30 минут при 25°C , температура начала кипения 72°C , коррозионно неактивен, предельная концентрация насыщения ТМС $14,7 \text{ г/л}$.

При разработке технологии применения ТМС для удаления пристенных АСПО использовали образцы трубы, отобранные с реального технологического оборудования, в виде пластинок размером $30 \times 30 \pm 5 \text{ мм}$, покрытые слоем АСПО. В качестве реагентов, контактирующих с АСПО на пластинках, последовательно были использованы: ТМС (при статическом режиме); ТМС (при динамическом режиме); ДТ абсорбирующее (ДТ_{абс}) – после первичного контакта с образцом трубы, после воздействия ТМС; ДТ контрольное (ДТ_{конт.}) – после повторного контакта с образцом трубы, после воздействия ДТ_{абс} (дизельное топливо в обоих случаях использовали в динамическом режиме). Статический режим осуществляли выдерживанием исследуемых образцов в контакте с ТМС без перемешивания, а динамический – при выдерживании исследуемых образцов с перемешиваемым (на верхнеприводной механической мешалке, при скорости перемешивания 300 об/мин) раствором ТМС.

Исследование влияния времени контакта ТМС с отложениями на эффективность удаления пристенных АСПО выполняли при различном времени выдержки в статическом и динамическом режимах: по 60 минут, по 120 минут, по 240 минут (табл. 3). Результаты исследований по отмыву АСПО с образцов трубы показали, что при увеличении общего времени выдержки образцов трубы в ТМС с 60 минут до 120 (эксперименты № 1 и 2 в табл. 3) происходит увеличение растворяющей способности ТМС. Заниженный результат в 4-й стадии эксперимента № 2 может быть объяснен сравнительно низкой массой АСПО на пластине. Дальнейшее увеличение времени выдержки до 240 минут (эксперимент № 3, табл. 3) незначительно увеличивает степень отмыва АСПО с образцов.

Оценку влияния ТМС и технологии его применения на качество перекачиваемого дизельного топлива выполняли по трем критериям:

- определение содержания водорастворимых кислот и щелочей при контакте ТМС и дизельного топлива (ГОСТ 6307-75);
- оценка кислотности и кислотного числа дизельного топлива при контакте с ТМС (ГОСТ 5985-79);
- определение изменения содержания общей серы в дизельном топливе после контакта с очищенными образцами трубы.

Определение содержания серы в дизельном топливе после контакта с очищенными образцами трубы выполнено с использованием элементного анализатора Multi EA[®] 5000 (Analytik Jena, Германия). Диапазон рабочих концентраций по содержанию серы от ppm ($10^{-9}\%$, 1 нг/г) до %. Содержание общей серы в исходном ДТ $7,2 \text{ ppm}$.

Результаты определения содержания общей серы в дизельном топливе показали, что контакта ТМС с образцами трубы в течение 60 минут оказывается недостаточно для чистоты контрольного образца ДТ, т. к. содержание серы превышало допустимые для стандарта Евро-5 10 ppm и составляло $10,7 \text{ ppm}$.

Таблица 3

Результаты количественной оценки эффективности ТМС поэтапным отмывом отложений с натуральных образцов трубы с пристенными АСПО

Стадия	Режим испытания (реагент)	T, °C	Время вы- держки, мин	Масса АСПО на пластине, г	Потеря массы, %
Эксперимент № 1. Выдержка 60 минут в статическом и 60 минут в динамическом режи- мах					
1	Статический (ТМС)	60	60	0,6037	61,4
2	Динамический (ТМС)	60	60	0,3215	82,7
3	Динамический (ДТ _{абс.})	25	60	—	—*
4	Динамический (ДТ _{конт.})	25	60	0,5128	89,3
Эксперимент № 2. Выдержка 120 минут в статическом и 120 минут в динамическом ре- жимах					
1	Статический (ТМС)	60	120	0,7488	84,8
2	Динамический (ТМС)	60	120	0,4077	90,6
3	Динамический (ДТ _{абс.})	25	60	—	—*
4	Динамический (ДТ _{конт.})	25	60	0,1795	84,2
Эксперимент № 3. Выдержка 240 минут в статическом и 240 минут в динамическом ре- жимах					
1	Статический (ТМС)	60	240	0,4213	85,6
2	Динамический (ТМС)	60	240	0,6507	92,8
3	Динамический (ДТ _{абс.})	25	60	—	—*
4	Динамический (ДТ _{конт.})	25	60	0,3942	93,3

* На данной стадии массу АСПО и потерю массы не определяли.

Увеличение времени контакта ТМС с образцами с 60 до 120 минут оказывается достаточным для чистоты контрольного образца ДТ, т. к. содержание серы составило 8,5 ppm. Увеличение времени контакта ТМС с образцами с 120 до 240 минут незначительно снижает суммарное содержание серы (с 8,5 до 8,1 ppm). Согласно проведенным экспериментам, можно утверждать, что выдержка образцов в ТМС в течение 240 минут в лабораторных условиях оказывается достаточной для удаления АСПО и перекачки дизельного топлива без потери качества. Графическая интерпретация полученных данных приведена на рис. 2.

Таким образом, в ходе выполнения работы:

- проведены исследования остатков нефти и пристенных АСПО, которые показали, что образцы АСПО относятся к парафиновому типу с высоким содержанием механических примесей, которые представлены преимущественно оксидами кремния, окислами железа и неорганическими солями (железа, алюминия, кальция и калия);

- на основе водного раствора анионного и неионогенного поверхностно-активных веществ разработано ТМС для удаления пристенных АСПО, содержащее в качестве углеводородного растворителя нефрас С2 80/120, в качестве содетергента – спирт. Содержание воды в составе – 71–72 %;

- определена температурная область эффективной работы ТМС (64–70 °C);

- методом отмыва АСПО с натуральных образцов трубы осуществлена оценка

растворяющей способности ТМС по отношению к исследуемым АСПО, показавшая, что разработанное ТМС эффективно для отмыва АСПО;

– определены физико-химические свойства ТМС, полностью удовлетворяющие предъявленным к ТМС требованиям: стабильность ТМС – не менее 30 минут при 25 °С, температура начала кипения – 72 °С, низкая коррозионная активность по отношению к медной пластинке и пластине, изготовленной из образца трубы с реального технологического оборудования;

– по трем критериям (содержание водорастворимых кислот и щелочей, содержание общей серы, кислотность и кислотное число дизельного топлива) оценено влияние ТМС и технологии его применения на качество перекачиваемого дизельного топлива;

– установлено, что выдержка образцов в ТМС в течение 240 минут в лабораторных условиях оказывается достаточной для удаления АСПО и перекачки дизельного топлива без потери качества.

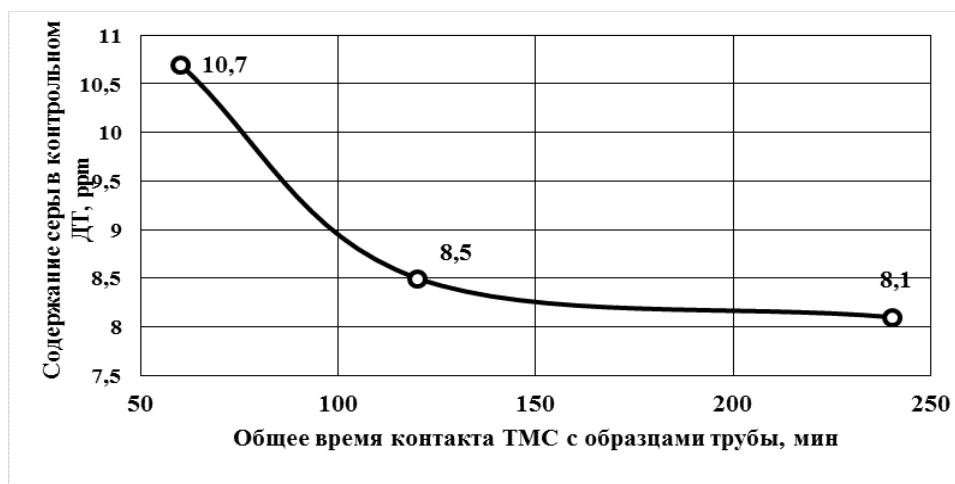


Рис. 2. Зависимость содержания общей серы в контрольном дизельном топливе от времени выдержки

В заключение следует отметить, что данная работа была выполнена по заказу и в сотрудничестве с компанией ООО «ЭнерДжет Системс», основным направлением деятельности которой является оказание сервисных услуг в области очистки технологического оборудования, резервуаров и труб от отложений любой прочности. Летом 2015 г. компания ООО «ЭнерДжет Системс» успешно завершила опытно-промышленные испытания нового ТМС на объекте ОАО «АК «Транснефть».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г.* Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.
2. *Коробов Г.Ю., Рогачев М.К.* Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений / Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 162-172.
3. *Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н.* Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования нефтяных отложений: Монография. — Казань: КГТУ, 2010. – 304 с.
4. *Гилаев Г.Г., Стрункин С.И., Пупченко И.Н., Исмаилов А.Ф., Козлов С.А.* Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз». – Самара: Нефть. Газ. Новации, 2014. – 528 с.

5. *Строганов В.М., Турукалов М.Б.* Экспресс-методика подбора эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений // OilGas. – 2007. – № 8. – С. 44-48.
6. *Торон О.В.* Оценка термобарических показателей депарафинизации горячей нефтью подземного оборудования скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 8. – С. 46-49.
7. *Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г., Латыпов О.А., Рагулина И.Р.* Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 5. – С. 33-36.
8. *Агаев С.Г., Березина З.Н., Халин А.Н.* Ингибирование процесса парафинизации скважин и нефтепроводов // Нефтепромысловое дело. – ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – № 5. – С. 16-17.
9. *Тронов В.П.* Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – Л.: Недра, 1970. – 190 с.
10. *Чеников И.В.* Химия и физика нефти: Учеб. пособие / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2004. – 86 с.
11. *Pacheco-Sanchez J.H., Mansoori G.A.* In Situ remediation of heavy organic deposits using aromatic solvents. Proceedings of the 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, SPE Paper № 38966, P13, 1997.

Статья поступила в редакцию 29 октября 2015 г.

THE DEVELOPMENT OF AN INDUSTRIAL DETERGENT TO REMOVE ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS FROM THE INNER SURFACES OF INDUSTRIAL PIPELINES AND EQUIPMENT

V.V. Konovalov¹, P.V. Sklyuev¹, M.S.Titkova¹, E.E. Tatarinova¹, A.G. Dalke²

¹ Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

² LLC "EnerJetSystems"
of. 602, 60 / 126, ul . Solnechnaya, Samara, 443031, Russian Federation

The work presents the analysis of the composition of asphaltene-resin-paraffin deposits formed on the inner surfaces of industrial pipelines and pump-station equipment. An industrial detergent is developed using a surfactant aqueous solution, hydrocarbon fractions, and alcohol. The industrial detergent physico-chemical properties are determined, and estimation of technical detergent solvent property with respect to the investigated asphaltene-resin-paraffin deposits is worked out. The industrial detergent activity efficiency is investigated, and the technique of its application for piping and equipment cleaning is developed. Estimating the influence of the industrial detergent and its application technique on the quality of the pumped diesel fuel is made.

Keywords : *inner surface asphaltene-resin-paraffin deposits, technical detergents, cleaning technology, static mode, dynamic mode, asphaltene-resin-paraffin deposits composition, alcohol, surfactants, hydrocarbon fractions, sulfur content, rheological characteristics.*

*Viktor V. Konovalov (Ph.D (Chem.)), Associate Professor.
Prokofy V. Sklyuev (Ph.D (Chem.)), Senior Lecture.
Maria S.Titkova, Engineer.
Evgeniya E. Tatarinova (Ph.D (Chem.)), Senior Lecture.
Alexander G. Dalke, General Direktor.*

УДК 678.01:539.3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ, ВХОДЯЩИХ В КОНСТРУКЦИЮ ГИБКОЙ ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ТРУБЫ

А.А. Синюгин, В.Б. Опарин, М.В. Петровская

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

Показана конструкция гибкой полимерно-металлической трубы, применяемой на нефтяных промыслах, изучены механические свойства полимерных материалов, составляющих конструкцию трубы: полиэтилена низкого давления, поливинилхлорида и полипропилена, из которых изготавливаются внутренняя герметизирующая камера гибкой трубы, гидроизоляционные слои и грузонесущие элементы соответственно. Целями исследования является определение механических характеристик исследуемых материалов на разрыв, а также определение целесообразности скручивания полипропиленового шпата во время сборки трубы. Описаны процессы изготовления образцов для испытания материалов и режимы испытаний, представлены фотографии образцов, получены значения предела прочности, условного предела текучести и модуля Юнга для каждого из трех полимеров и графики зависимости нагрузок от величины деформации.

Ключевые слова: полимер, полипропилен, поливинилхлорид, полиэтилен низкого давления, механические свойства, предел прочности, условный предел текучести, модуль Юнга.

Вопросам повышения коррозионной устойчивости промысловых трубопроводов, а также уменьшения времени на строительство выкидных линий полностью отвечают гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ), выпускаемые рядом российских заводов. Их основной особенностью является то, что поверхности контакта труба/продукт и труба/грунт выполнены из полиэтилена.

Рассматриваемая в работе конструкция [1] ГПМТ представлена на рис. 1.

Для изготовления ГПМТ [2] используются пять материалов:

- ПНД (полиэтилен низкого давления);
- ПВД (полиэтилен высокого давления);
- ПВХ (поливинилхлорид);
- ПП (полипропилен);
- сталь конструкционная пружинно-рессорная.

Для проведения прочностных расчетов и моделирования ГПМТ необходимо знать механические характеристики составляющих трубу материалов и их диаграммы прочности, которые неизвестны.

Александр Александрович Синюгин, ассистент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых и химических производств».

Владимир Борисович Опарин (д.ф.-м.н., проф.), профессор кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых и химических производств».

Марина Владимировна Петровская (к.ф.-м.н.), доцент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых и химических производств».

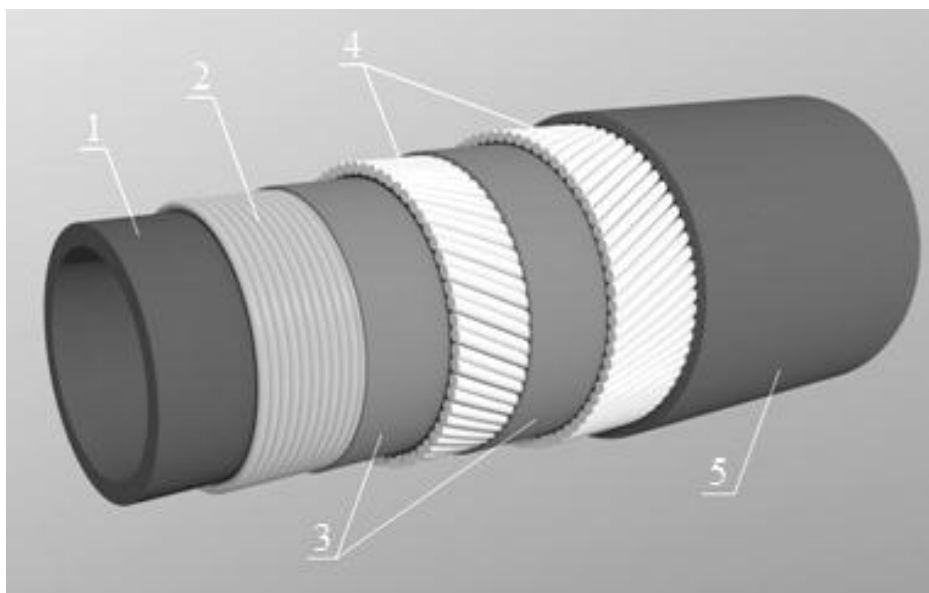


Рис. 1. Конструкция ГПМТ:

- 1 – внутренний слой ПНД; 2 – стальной проволочный бандаж ($d=3$ мм);
 3 – ленты ПВХ (внутренняя и внешняя); 4 – слои повивов из ПП шпагата
 ($d=4$ мм) (внутренний и внешний); 5 – внешний слой ПВД

Применяемая в конструкции стальная проволока проволочного бандажа [3] выполняется из конструкционных сталей марок Сталь 55, 60, 65, ее механические характеристики указаны в ГОСТ [4].

Механические свойства полимерных материалов могут варьироваться в широких пределах. Важным вопросом является характер зависимостей нагрузка/деформация для них.

Исследования ПВД не проводились, так как его свойства сопоставимы со свойствами ПНД, а изготовленная из ПВД внешняя камера не участвует в процессе восприятия радиальных и осевых нагрузок.

Были определены свойства полипропиленового шпагата диаметром 4 мм, используемого для изготовления грузонесущих элементов ГПМТ.

На базе кафедры «Механика» СамГТУ были проведены испытания на разрывной машине, в рамках которых было исследовано 10 образцов шпагатов с длиной рабочей части 75 мм. Для обеспечения закрепления в зажимах разрывной машины концы шпагата были закреплены в цилиндры длиной 40 мм из алюминиевой трубки диаметром 9 мм, после чего залиты эпоксидной смолой.

В экспериментах на разрывной машине Instron 5988, рекомендованной для подобных испытаний [5], определялись как предел прочности и текучести шпагата, так и влияние его скручивания на прочностные характеристики. Скорость растяжения была постоянной и составила 50 мм/мин [6].

Графики зависимости нагрузки от абсолютного и относительного удлинения представлены на рис. 2 (здесь и далее в целях наглядности графики смещены по оси абсцисс).

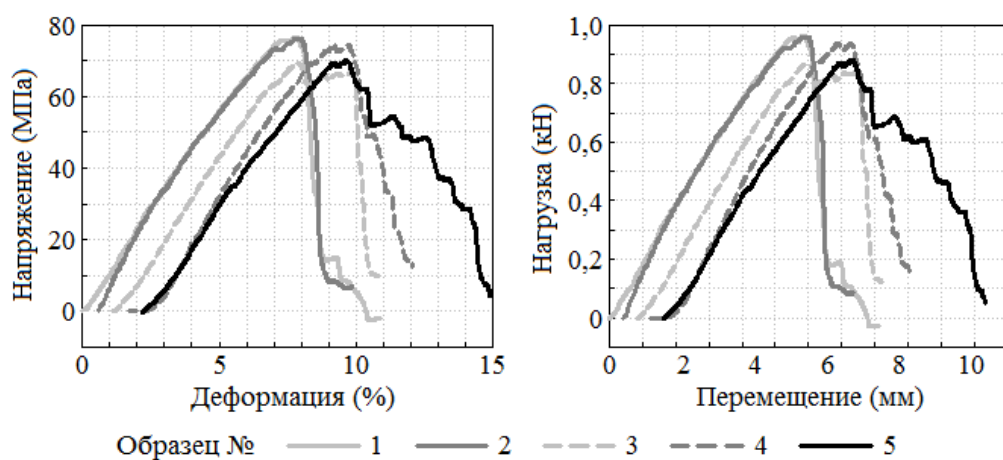


Рис. 2. Графики зависимости нагрузки от относительного и абсолютного удлинений для нескрученных образцов ПП

Результаты испытаний представлены в табл. 1.

Таблица 1

Основные результаты исследования механических свойств нескрученных образцов ПП

№ образца	σ_b , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	Отн. деформация при разрушении, %	Модуль Юнга, МПа
1	77,04	74,78	7,78	1303,22
2	76,71	74,09	7,45	1571,90
3	69,73	62,90	6,80	1267,13
4	75,07	69,37	7,56	1376,46
5	70,46	65,81	7,46	1292,54
Минимум	69,73	62,90	6,80	1276,13
Максимум	77,04	74,78	7,78	1571,90
Среднее	73,80	69,39	7,41	1362,25

Аналогичные данные для пяти предварительно скрученных образцов представлены на рис. 3 и в табл. 2.

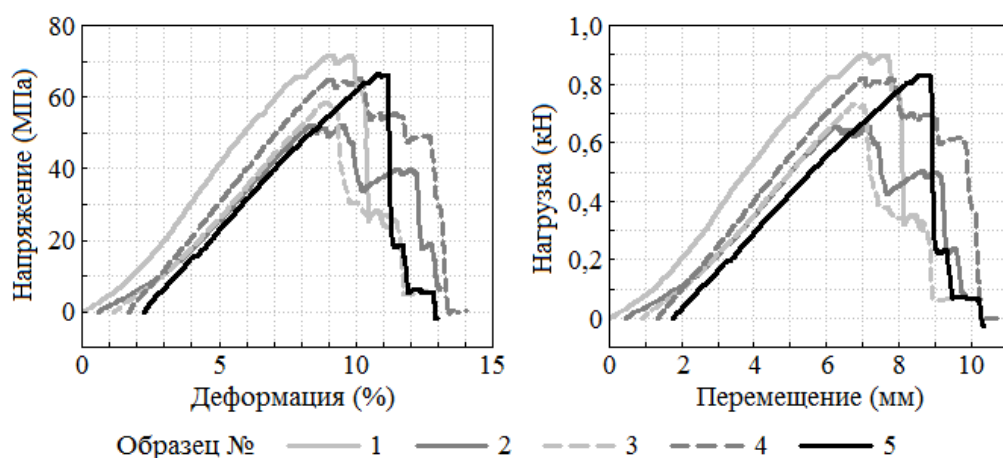


Рис. 3. Графики зависимости нагрузки от относительного и абсолютного удлинений для скрученных образцов ПП

Таблица 2

**Основные результаты исследования механических свойств
скрученных образцов ПП**

№ образца	σ_b , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	Отн. деформация при разрушении, %	Модуль Юнга, МПа
1	77,22	75,04	9,08	1075,37
2	52,61	48,75	7,78	866,45
3	59,10	53,84	7,79	888,87
4	66,22	59,91	7,47	974,88
5	66,87	64,21	8,65	868,93
Минимум	52,61	53,84	7,47	866,45
Максимум	72,22	75,04	9,08	1075,37
Среднее	63,41	60,35	8,15	934,90

Также были проведены прочностные испытания полиэтилена низкого давления и поливинилхлоридной ленты, из которой выполнены гидроизолирующие слои.

Образцы ПНД были изготовлены из применяемого материала при изготовлении ГПМТ D_y 100 мм (толщина стенки внутренней камеры 10 мм). Ширина изготовленных образцов из ПНД составила 2,5 мм, длина – 180 мм (из которых рабочая часть 100 мм). Образцы ПВХ изготавливались из полученной от завода-изготовителя пленки толщиной 0,8 мм, длина образцов 250 мм (длина рабочей части 150 мм), ширина – 25 мм. В целях предотвращения выскальзывания и обрзки краями зажима ленты на части образца, предназначенные для фиксации в зажимах разрывной машины, была наклеена бумага.

Режим растяжения ПНД был аналогичен предыдущему эксперименту с ПП

шпагатами и составил 50 мм/мин, а для ПВХ – 25 мм/мин.

На рис. 4 и 5 изображены графики зависимости нагрузки и напряжения от относительного и абсолютного удлинения.

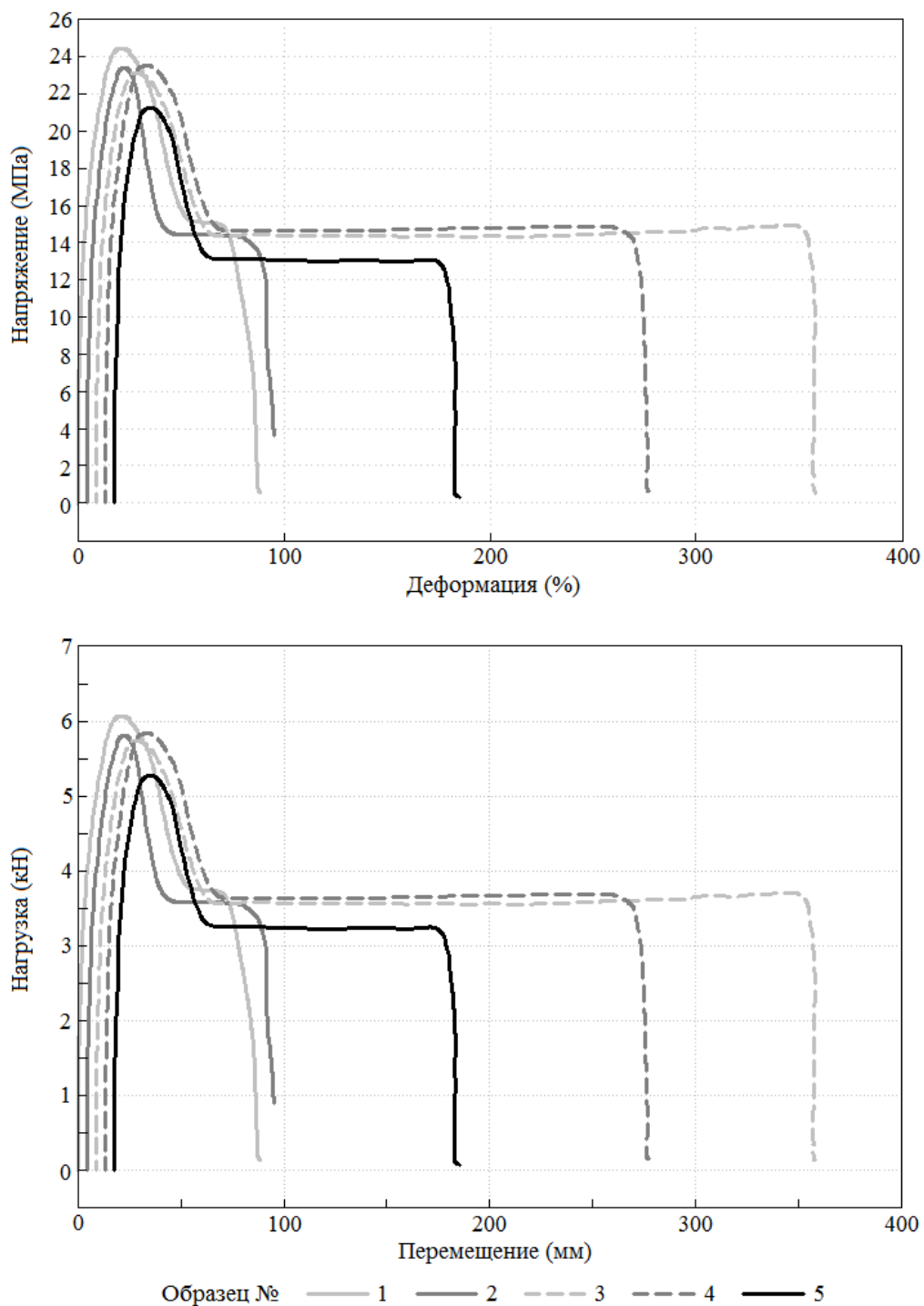


Рис. 4. Графики зависимости нагрузки и напряжения в образцах ПНД от удлинения

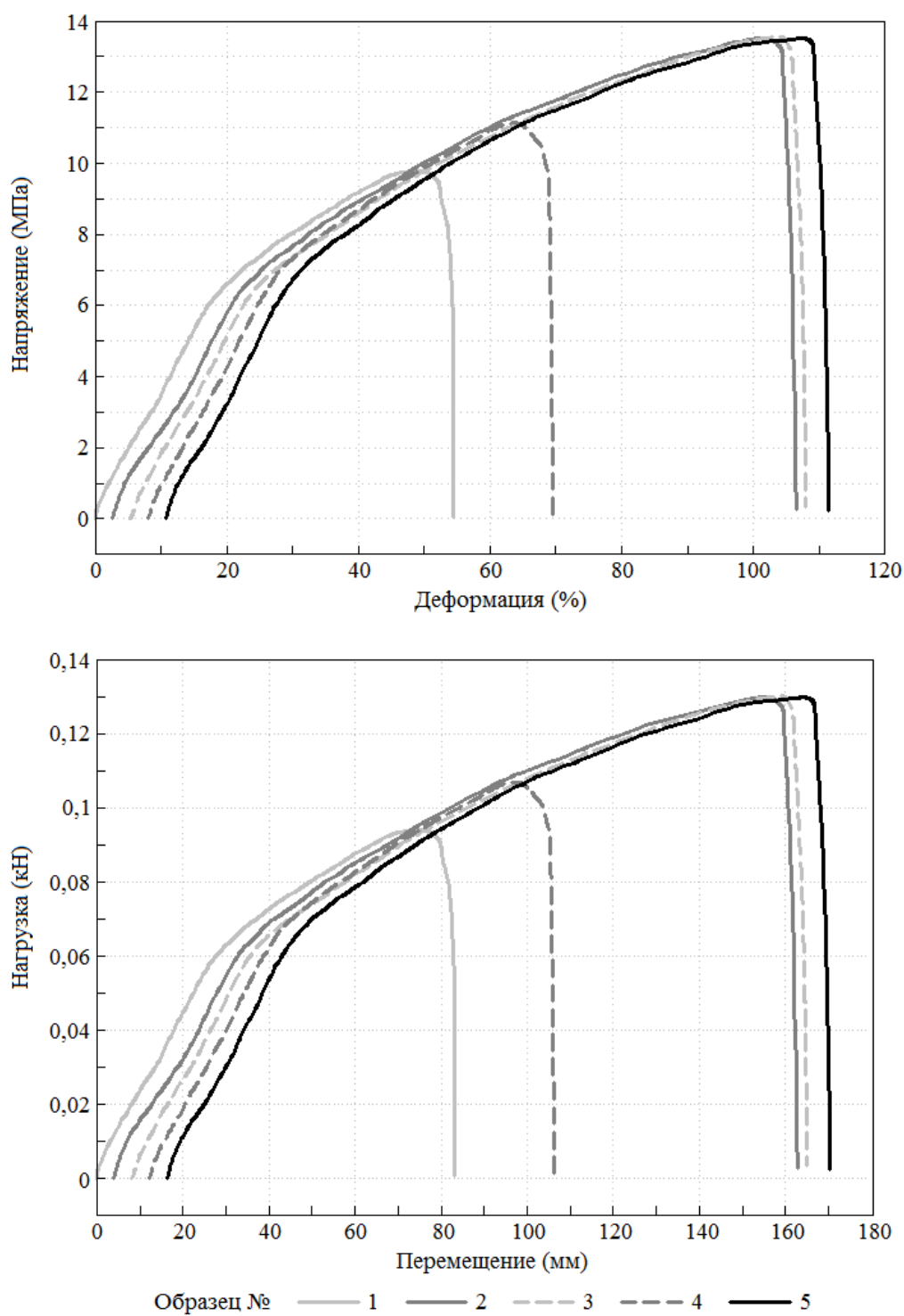


Рис. 5. Графики зависимости нагрузки и напряжения в образцах ПНД от удлинения

Результаты испытания образцов ПНД и ПВХ представлены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Основные результаты исследования механических свойств образцов ПНД

№ образца	σ_b , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	Отн. деформация при разрушении, %	Модуль Юнга, МПа
1	24,40	24,39	17,58	1069,16
2	23,32	23,27	15,50	1037,76
3	23,07	22,88	17,33	898,32
4	23,44	23,43	17,25	1022,23
5	21,08	21,06	15,36	929,75
Минимум	21,08	21,06	15,36	898,32
Максимум	24,40	24,39	17,58	1069,16
Среднее	23,06	23,02	16,60	991,44

Таблица 4

Основные результаты исследования механических свойств образцов ПВХ

№ образца	σ_b , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	Отн. деформация при разрушении, %	Модуль Юнга, МПа
1	9,80	9,67	49,12	36,28
2	13,38	13,27	100,17	32,12
3	13,55	13,54	99,05	33,47
4	11,08	9,98	55,41	40,32
5	13,55	13,53	97,22	36,60
Минимум	9,80	9,67	49,12	32,12
Максимум	13,55	13,54	100,17	40,32
Среднее	12,27	11,99	80,19	35,76

В результате проведенных экспериментов были определены такие средние, минимальные и максимальные механические характеристики полимерных компонентов ГПМТ, как предел прочности, условный предел текучести, модуль упругости, а также получены графики деформации материалов. Результаты эксперимента не противоречат указанным в нормативной документации значениям мехсвойств [7, 8, 9]. Полученные данные позволят не только модернизировать прочностные расчеты ГПМТ, но и проводить компьютерное моделирование как ГПМТ в целом, так и ее фрагментов, в том числе с деформациями по мультилинейным законам.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ТУ2248-007-54031385-12. Трубы гибкие полимерно-металлические «Поликорд-Флекс» для закачки пластовых сточных вод. – Отрадный, 2012. – 12 с.
2. Инструкция по сборке ГПМТ в цехе № 2. – Отрадный, 2004. – 17 с.
3. ГОСТ 7372. Проволоки стальная канатная. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 15 с.
4. ГОСТ 14959. Прокат из рессорно-пружинной углеродистой и легированной стали. Технические условия. – М.: Стандартиформ, 2006. – 13 с.
5. ISO 527-2:2012. Plastics – Determination of tensile properties – Part 2: Test conditions for moulding and extrusion plastics. – 11 с.
6. ГОСТ 11262-80. Пластмассы. Метод испытания на растяжение. – М.: Издательство стандартов, 1986. – 16 с.
7. ГОСТ 26996-86. Полипропилен и сополимеры полипропилена. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 36 с.
8. ГОСТ 16338-85. Полиэтилен низкого давления. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 33 с.
9. ГОСТ 14332-78. Поливинилхлорид суспензионный. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1997. – 15 с.

Статья поступила в редакцию 13 октября 2015 г.

THE DETERMINATION OF MECHANICAL CHARACTERISTICS OF POLYMERS COMPRISING A FLEXIBLE PIPE

A.A. Sinugin, V.B. Oparin, M.V. Petrovskaya

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

The paper describes the structure of a flexible pipe used in oil fields. The mechanical properties of the three materials comprising the pipe structure (polypropylene, polyvinyl chloride, and high-density polyethylene from which the pipe hermetic inner chamber, damp proof layers, and load-bearing components are made respectively) are studied. The selected objects of study are to determine the tensile stress of the materials in question, as well as to determine the efficiency of polypropylene twine twisting during the pipe assembly. The production of the samples for material testing, and the test conditions are described, the photos of the samples being presented. The values of ultimate tensile stress, offset yield point and Young's modulus for each of the three polymers are obtained, the graphs of the dependency of loads on deformation magnitude being given.

Keywords: polymer, polypropylene, polyvinyl chloride, high density polyethylene, mechanical properties, tensile strength, yield strength, Young's modulus.

Alexander A. Sinugin, Assistant.

Vladimir B. Oparin (Dr. Sci. (Phys. & Math.)), Professor.

Marina V. Petrovskaya (Ph.D. (Phys. & Math.)), Associate Professor.