

Казанский Федеральный Университет.

Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов

Kazan Federal University.

Department of oil & gas technology and carbon materials

**Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных
нефтепроводов**

**Improving the efficiency of cleaning the inner cavity of oil
trunk pipelines**

Борисов Сергей Владимирович, Borisov Sergey Vladimirovich¹

Газизова Гульназира Ильгизовна, Gazizova Gulnazira Ilgizovna²

к.т.н., старший преподаватель кафедры технологии нефти, газа и
углеродных материалов¹

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных
материалов группы 03-218²

E-mail: gulnazira-gazizova@yandex.ru

Аннотация: Преддипломная практика проходила в период с 10.02.2024 г. по 23.05.2024 г. на кафедре технологии нефти, газа и углеродных материалов Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ. Тема практики: «Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепродуктопроводов».

Настоящая работа посвящена комплексному анализу применения механического метода для очистки нефтепроводов от АСПО и других загрязнений и изучению систем слежения за прохождением очистного устройства и их возможных путей модернизации.

Целью преддипломной практики является изучение процесса очистки нефтепровода и повышение эффективности очистного устройства нефтепровода, и предложение возможных путей модернизации этих систем.

Abstract: The pre-graduate internship took place from 02/10/2024 to 05/23/2024 at the Department of Oil, Gas and Carbon Materials Technology of the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of KFU. The topic of practice: "Improving the efficiency of cleaning the inner cavity of the main oil product pipelines."

This work is devoted to a comprehensive analysis of the application of the mechanical method for cleaning oil pipelines from ASF and other contaminants and the study of monitoring systems for the passage of a cleaning device and their possible ways of modernization.

The purpose of the pre-graduate practice is to study the process of cleaning the oil pipeline and increase the efficiency of the oil pipeline cleaning device, and to propose possible ways to modernize these systems.

Ключевые слова: очистное устройство, скребок, очистка от АСПО, нефтепровод, магистральный нефтепровод, внутренняя полость нефтепровода, очистка, парафин.

Keywords: cleaning device, scraper, cleaning from paraffin, oil pipeline, main oil pipeline, internal cavity of the oil pipeline, cleaning, paraffin.

Введение (Introduction)

В современном мире при транспортировке нефти возникают различные проблемы, существенно осложняющие перекачку нефтепродукта и требующие развития новых технологий для их предотвращения.

Одной из наиболее распространенных проблем при транспортировке углеводородов является проблема загрязнения внутритрубного пространства различными отложениями. Этой проблеме не уделяется должное внимание, что приводит к негативным последствиям и вызывает снижение производительности системы, уменьшение пропускной способности, повышение давления. Отложения даже могут выводить из строя оборудование, приводить к трудоемким капитальным ремонтам, в результате привести к огромным потерям в добыче нефти и, следовательно, к ухудшению технико-экономического показателя нефтегазодобывающего предприятия. Этим обуславливается актуальность проблемы качественной очистки внутритрубных отложений на магистральных нефтепроводах.

В качестве конкретного примера нами был исследован участок 329- 379 км магистрального нефтепровода «Александровское—Анжеро-Судженск.

Материалы и методы исследования (Materials and Methods)

Существующие методы борьбы с АСПО

Весь комплекс мероприятий по борьбе с отложениями парафина и асфальтосмолистыми веществами можно свести к двум основным направлениям:

- предупреждение образования АСПО;
- борьба с образовавшимися АСПО.

Задачами предупреждения АСПО являются:

- предотвращение образования пленки асфальтенов и смол на поверхностях всплывающих капель нефти;
- профилактические методы, основанные на предупреждении отложений на оборудовании.

Предупреждение образования АСПО подразделяются на:

1. Прямые:

- футеровка (нанесение покрытий из стекла, эмали, эпоксидной смолы ит.п.);
- применение химических реагентов (ПАВ, ингибиторов-замедлителей отложений, депрессорных присадок, модификаторов);
- использование постоянных магнитов;
- использование электронагревателей;
- микробиологические методы.

2. Косвенные:

- повышение забойного давления в добывающих скважинах;
- использование ЭЦН, в которых поток жидкости нагревается лопатками ротора.

ПАВ действуют успешно, только если их добавлять в нефть на забое скважины, то есть там, где образуются капли нефти.

Применение постоянных магнитов основано на активации потока жидкости, при которой происходит образование временных микромагнитов

(молекулярный размер) на поверхности асфальтенов, парафинов, а также на поверхности кристаллов солей, песка и ржавчины. Хаотичное расположение микромагнитов препятствует сближению и плотной упаковке кристаллов парафина, асфальтенов и мех. примесей, то есть магнитная обработка способствует образованию рыхлых, легко смываемых потоком отложений.

Для борьбы с уже образовавшимся слоем АСПО используют 3 основных способа:

- механический;
- химический;
- технологический.

Механический способ основан на пропарке оборудования и применении различных скребков, и очистке выкидных линий с помощью резиновых шаров.

Данный метод является наиболее эффективным и дешевым, что благоприятно отражается в экономическом плане для предприятия. В следующем параграфе более подробно рассматривается данный метод.

При химическом способе используют растворители и размягчители (диспергенты).

Технологический способ заключается в применении высоконапорных систем сбора скважинной продукции; термообработке нефти (применение холодильников-кристаллизаторов, применение подогревателей).

Растворители должны удовлетворять необходимым условиям:

- реагент должен хорошо отмывать или десорбировать грязь с поверхности оборудования;
- снижать межфазное натяжение на границе нефть-вода;

способствовать максимальному удалению АСПО;

Механический метод борьбы с АСПО. Необходимое оборудование.

Эксплуатирующей организацией трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск» является АО «Транснефть - Центральная Сибирь». Общество было создано в 1972 году для обеспечения строительства нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск и подготовки

квалифицированных кадров для его эксплуатации. Сегодня АО «Транснефть - Центральная Сибирь» обслуживает три нефтетранспортные магистрали Западной Сибири: Александровское – Анжеро-Судженск (818 км), Игольско-Таловое – Парабель (397 км), Саянск – Александровское (23 км). Общая протяженность эксплуатируемых нефтепроводов в трассовом исполнении – 1239 км, в одноконтурном исчислении – 1394,41 км; из них по территории Тюменской области проложено 20 км, Томской области – 1344 км, Кемеровской области – 30 км. Предприятие осуществляет перекачку нефти, поступающей с Нижневартовского, Саянского, Стрежевского месторождений и Васюганской группы месторождений.

Эксплуатация трубопроводов и оборудования по их очистке осуществляется согласно РД 153-39.4-041-99 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов», ВСН 011-88

«Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание», ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств», ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 «Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" специальными очистными устройствами (скребками)»

Периодичность очистки для поддержания пропускной способности нефтепровода и выбирается на основе анализа режимов перекачки в зависимости от интенсивности накопления отложений.

Очередная очистка должна производиться при снижении пропускной способности нефтепродуктопровода не более чем на 3%, ухудшении качества нефтепродукта и др.

Все работы по подготовке и проведению очистки МНПП должны выполняться в соответствии с принятой технологией и требованиями нормативных документов по охране труда и пожарной безопасности.

Согласно ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный

транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств», организация системы «Транснефть» использует для проведения очистки внутренней полости трубопровода следующие очистные устройства:

- СКР4 по ТУ 4834-026-18024722-2004;
- СКР.15 по ТУ 4834-079-18024722-2011;
- ПРВ1 по ТУ 4834-016-18024722-2002;
- ПРВ2 по ТУ 4834-065-18024722-2009;
- СКК по ТУ 4834-012-18024722-2004;
- СНШ по ТУ 4834-022-18024722-2005;
- УКО по ТУ 4834-025-18024722-2004.

Устройствами, применяемыми непосредственно для очистки внутренней полости нефтепровода, являются очистные скребки типа СКР4, скребки типа СКР.15, поршни-разделители типа ПРВ1 и ПРВ2.

Скребки типа СКР4 – это односекционные скребки с подпружиненными рычагами, предназначенные для очистки внутренней поверхности нефтепроводов от асфальтенопарафинистых веществ, посторонних предметов и продуктов коррозии и возможностью очистки твердых отложений (рис.1). Скребки перемещаются в трубопроводе потоком перекачиваемого воздуха.

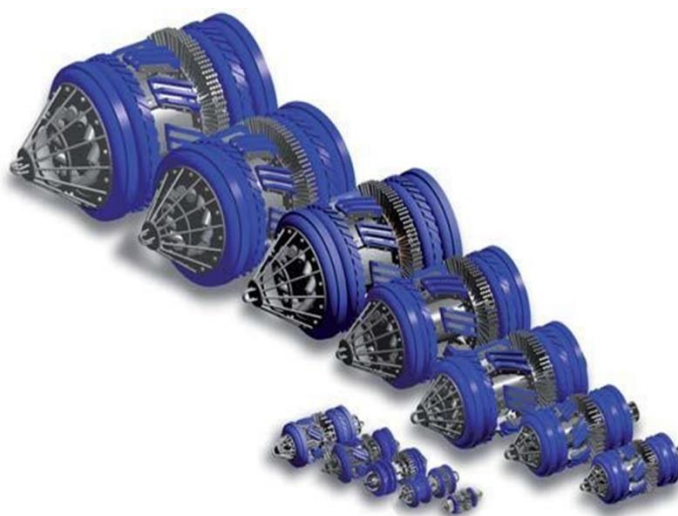


Рисунок 1. Скребки СКР4

Диапазон характеристик применяемых устройств довольно велик (таблица 1):

1. Среда эксплуатации скребков – нефть, нефтепродукты, вода, газ;
2. Температура рабочей среды – от -15°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
3. Рабочее давление – до 14 МПа;
4. Скорость движения скребка – $0,2\div 6$ м/с;
5. Минимальное проходное сечение трубопровода – 85%;
6. Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° – $1,5\div 3$ DN;
7. Установленный срок службы при замене изнашиваемых деталей – не менее 4 лет;
8. Ресурс пробега скребка – не менее 6000 км.

Таблица 1

Рабочие характеристики типовых устройств СКР4

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D_H), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, % D_H (мм)
48-СКР4	1220	2227	1128	85% D_H (1037)
42-СКР4	1067	2053	836	85% D_H (907)
40-СКР4	1020	2038	814	85% D_H (867)
32-СКР4	820	1826	610	85% D_H (697)
28-СКР4	720	1710	482	85% D_H (612)
20-СКР4	530	1307/1417	216/255	85% D_H (451)
16-СКР4	426	1054/1044	115/134	85% D_H (360)
14-СКР4	377	890/880	92/119	85% D_H (320)
12-СКР4	325	786/775	65/76	85% D_H (276)
10-СКР4	273	595	32	80% D_H (218)
219-СКР4	219	529	24	80% D_H (175)
159-СКР4	159	400	12	80% D_H (127)

Поршни-разделители типа предназначены для:

- а) удаления воды из внутренней полости строящихся или реконструируемых трубопроводов после их гидравлических испытаний;
- б) разделения разнородных нефтепродуктов в процессе перекачки;
- в) освобождения нефтепроводов от нефти под давлением сжатого газа;
- г) удаления отложений со стенок трубопровода.

Поршни-разделители с манжетами, дополненные калибровочными дисками, позволяют установить наличие дефектов геометрии трубопровода после пропуса (рис.2).



Рисунок 2. Поршни-разделители типа ПРВ2

Приборы второй модификации оснащены чистящими дисками и используются в качестве очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопроводов от парафинсодержащих отложений и посторонних предметов.

Диапазон характеристик применяемых устройств (Таблица 2):

Таблица 2

Рабочие характеристики типовых устройств ПРВ2

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)
48-ПРВ2	1220	2625	1453	85%Dн (1037)
42-ПРВ2	1067	2432	1025	85%Dн (907)
40- ПРВ2	1020	2432	994	85%Dн (867)
32- ПРВ2	820	1953	553	85%Dн (697)
28- ПРВ2	720	1713	388	85%Dн (612)
20- ПРВ2	530	1427	193	85%Dн (451)

Среда эксплуатации поршней-разделителей – нефть, нефтепродукты, вода, газ;

1. Температура рабочей среды – от 0°С до +50°С;
2. Рабочее давление – до 14 МПа;
3. Рабочий диапазон скорости – 0,1÷10 м/ с;
4. Минимальное проходное сечение трубопровода – 85%DN;
5. Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° - 3DN;

Скребки-калибры типа СКК (рис.3) предназначены для оценки минимальной величины проходного сечения трубопроводов, определяемой перед запуском очистных скребков или внутритрубных инспекционных проборов. При прохождении сужений или преград происходит деформация лепестков калибровочных (измерительных) дисков скребка, по величине отгиба которых и определяется минимальное проходное сечение трубопровода.



Рисунок 3. Скребки-калибры типа СКК

Диапазон характеристик применяемых устройств представлен в таблице 3:

Таблица 3

Рабочие характеристики типовых устройств СКК

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D_H), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, % D_H (мм)
48-СКК	1220	2195	610	60% D_H (732)
42- СКК	1067	2175	506	60% D_H (640)
40- СКК	1020	1992	430	60% D_H (612)
32- СКК	820	1548	246	60% D_H (492)
28- СКК	720	1551	218	60% D_H (454)
20- СКК	530	1240	96	60% D_H (318)
16-СКК	426	1006	68	60% D_H (256)
14-СКК	377	766	44	60% D_H (226)
12-СКК	325	638	35	60% D_H (195)
10-СКК	273	646	22	60% D_H (164)
219-СКК	219	497	15	60% D_H (132)
159-СКК	159	388	7	60% D_H (120)

1. Среда эксплуатации скребков-калибров – нефть, нефтепродукты, вода;
2. температура рабочей среды – от -15°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
3. диапазон максимальных давлений среды при эксплуатации – 8-14 МПа;
4. рабочий диапазон скорости – до 10 м/с;
5. минимальное проходное сечение трубопровода – $60\div 70\%DN$.

Недостающее тепло вносится вниз колонны К-2 в виде «горячей» струи за счет циркуляции отбираемого тяжелого масляного дистиллята фракции 420 - 490°C или 420 - 500°C через часть труб нагревательной печи. В колонну К-2 также подается перегретый водяной пар.

Из второй колонны отбираются фракции $350 - 420^{\circ}\text{C}$ и $420 - 500^{\circ}\text{C}$. орошение колонн осуществляется за счет отбора части соответствующих верхних боковых погонов из колонн К-1 и К-2, охлаждения их в теплообменниках и холодильниках с последующей подачей холодных погонов на верхние тарелки. Избыток тепла снимается циркуляционными орошениями.

Конструктивные решения магистральных трубопроводов

Основной составляющей магистрального трубопровода является линейная часть – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная по трассе тем или иным способом.

В настоящее время существуют следующие принципиально различные конструктивные схемы прокладки магистральных трубопроводов: подземная, полуподземная, наземная и надземная. Выбор той или иной схемы прокладки определяется условиями строительства и окончательно принимается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов.

Подземная схема укладки является наиболее распространенной (98% от общей протяженности) и предусматривает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр труб (рис. 4).

При подземной укладке достигается максимальная механизация работ всех видов, не загромождается территория и после окончания строительства используются пахотные земли, отсутствует воздействие солнечной радиации и

атмосферных осадков, трубопровод находится в стабильных температурных условиях. Однако на участках с вечномерзлыми, скальными и болотистыми грунтами данная схема укладки является неэкономичной из-за высокой стоимости земляных работ. Кроме того, необходимость специальной балластировки (особенно газопроводов) на участках с высоким стоянием грунтовых вод и надежного антикоррозионного покрытия от почвенной коррозии значительно удорожает стоимость строительства.

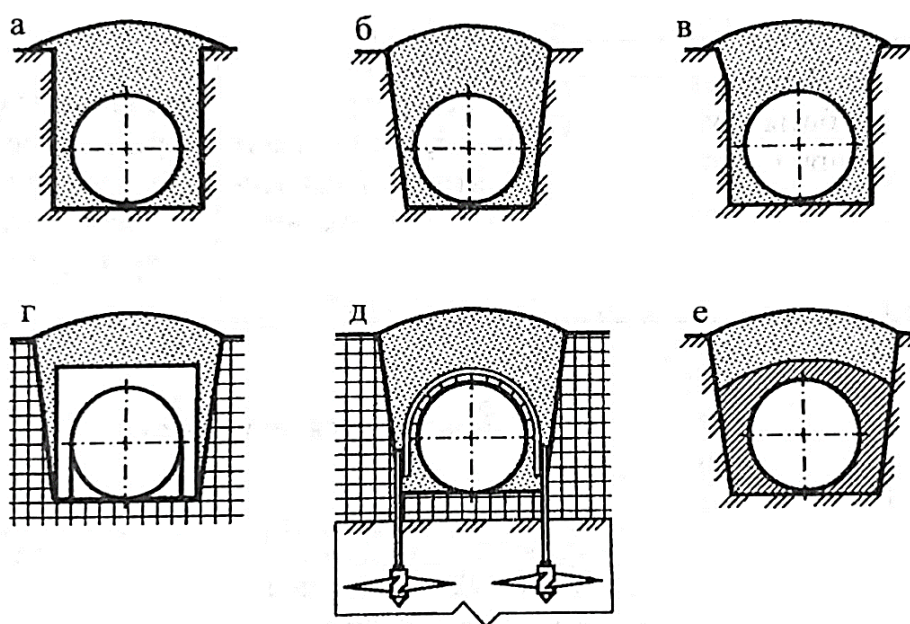


Рис. 4. Подземные схемы прокладки трубопровода:

а – прямоугольная форма траншеи; б – трапециевидальная форма траншеи; в – смешанная форма траншеи; г – укладка с седловидными пригрузками; д – укладка с использованием винтовых анкеров для закрепления против всплытия; е – укладка в обсыпке из гидрофобизированных грунтов

Наземные схемы прокладки (рис. 5) преимущественно используются в сильно обводненных и заболоченных районах при высоком уровне грунтовых вод и очень малой несущей способности верхнего слоя грунта, на солончаковых грунтах, при наличии подстилающих скальных пород, а также при пересечении с другими коммуникациями.

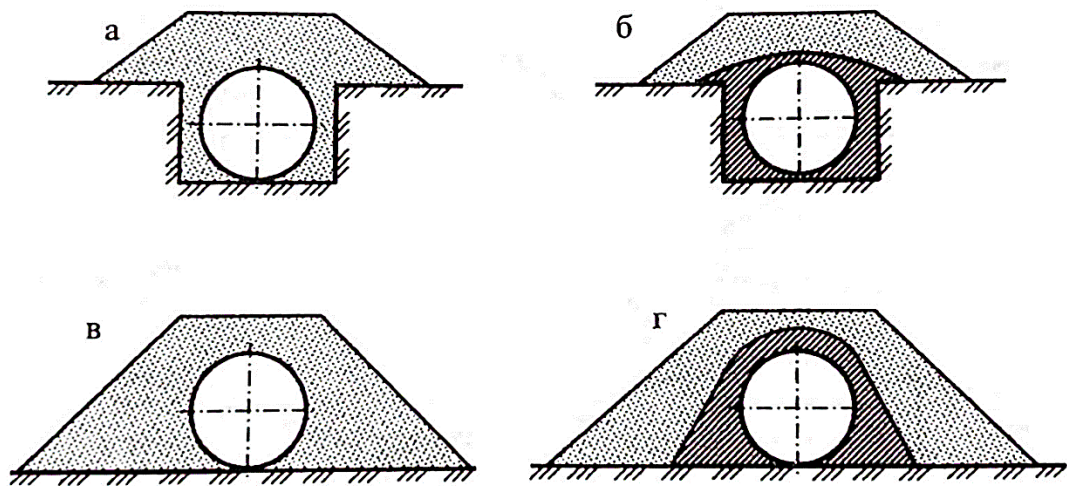


Рис. 5. Наземные схемы прокладки трубопровода:

а – повышенной устойчивости с обсыпкой минеральным грунтом; б – повышенной устойчивости с обсыпкой гидрофобизированным грунтом; в – в насыпи с обсыпкой минеральным грунтом; г – в насыпи с обсыпкой гидрофобизированным грунтом

Надземная прокладка трубопроводов (рис. 6) или их отдельных участков рекомендуется в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней и районах распространения вечномёрзлых грунтов, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия (рис. 7). При надземной прокладке сводится к минимуму объем земляных работ, отпадает необходимость в дорогостоящей пригрузке, а также в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов. Однако надземная укладка имеет недостатки: загроможденность территории, устройство опор, специальных проездов для техники и миграции животных и значительная подверженность трубопровода суточным и сезонным колебаниям температуры, что требует принятия специальных мер.

В каналах и коллекторах прокладывают водоводы, теплопроводы, трубопроводы для перекачки высоковязких и застывающих нефтей, в том числе с путевым подогревом, а также трубопроводы в вечномёрзлых грунтах. Для сокращения тепловых потерь стенки каналов изготавливают из теплоизоляционных материалов (рис. 8).

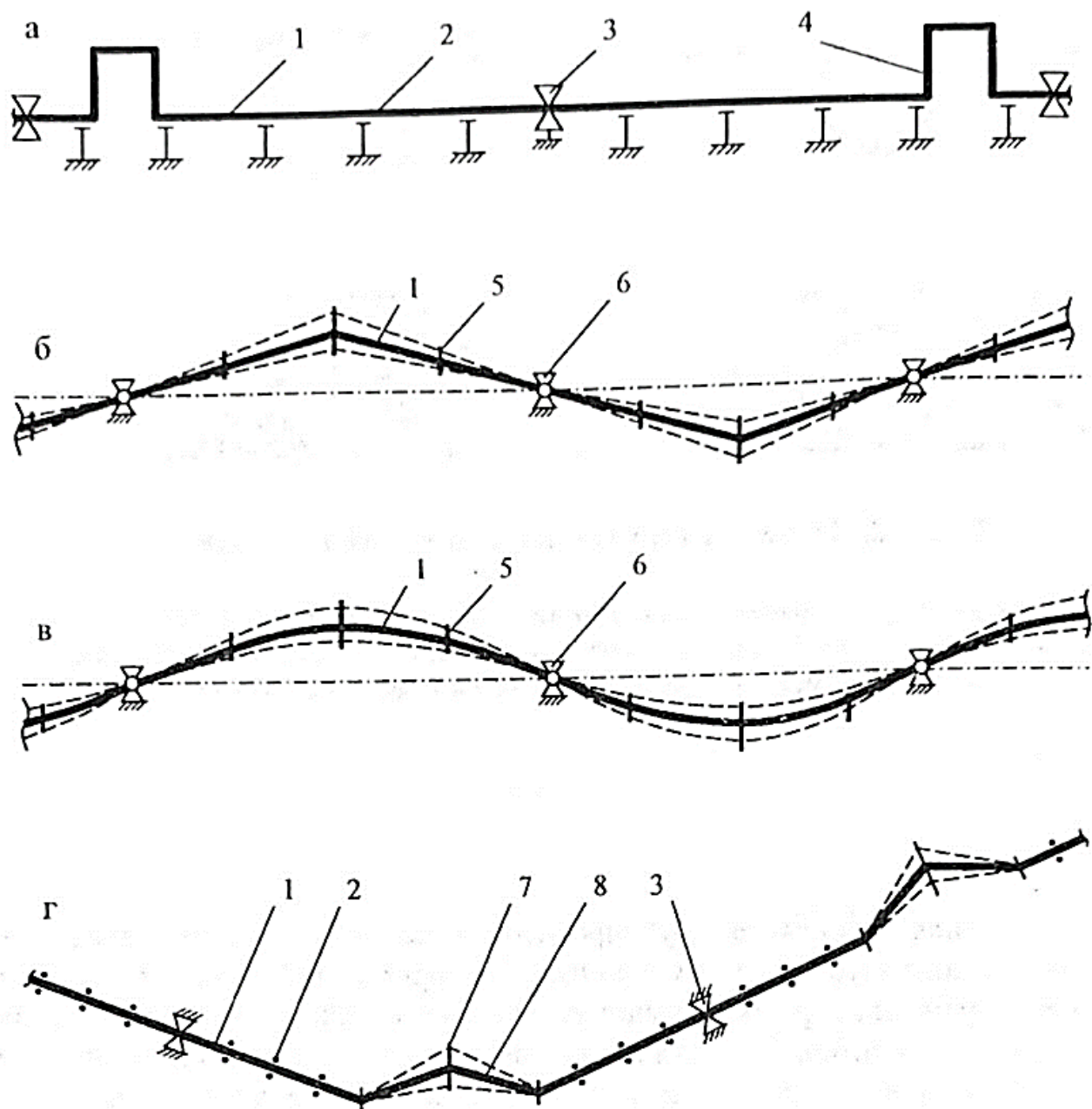


Рис. 6. Надземные схемы прокладки линейной части магистрального трубопровода:

а – трубопровод с компенсаторами; б – трубопровод в виде зигзагообразного самокомпенсирующего контура; в – упругоискривленный самокомпенсирующий трубопровод; г – трубопровод со слабоизогнутыми участками; 1 – трубопровод; 2 – промежуточная продольно-подвижная опора; 3 – неподвижная опора; 4 – П-образный компенсатор; 5 – промежуточная или скользящая опора; 6 – шарнирная опора; 7 – свободно-подвижная опора; 8 – слабоизогнутый участок (компенсатор)

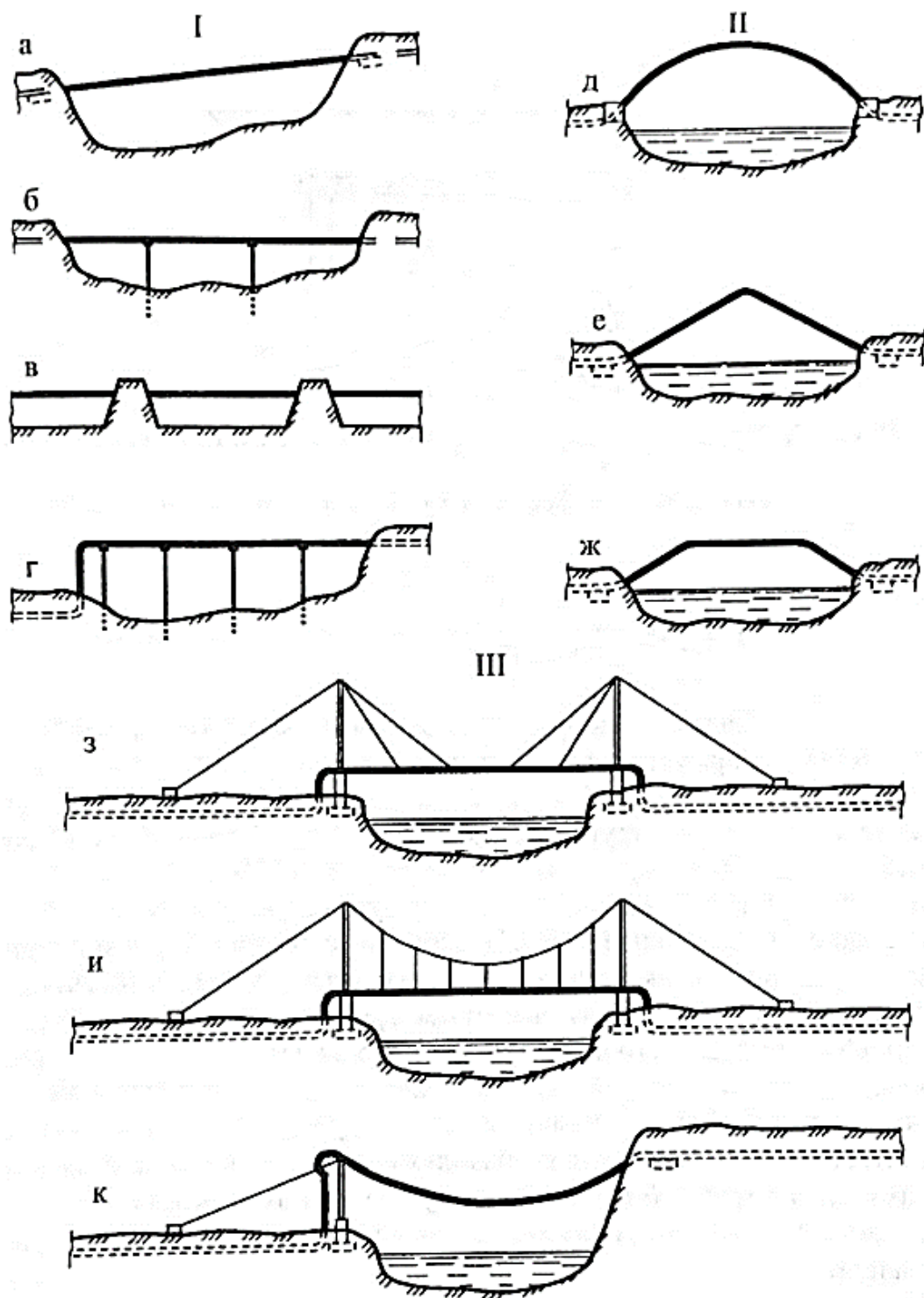


Рис. 7. Надземная прокладка отдельных участков магистральных трубопроводов:

I – Балочные системы: а – однопролетный трубопровод; б – многопролетный трубопровод в обычных грунтах; в - многопролетный трубопровод в земляных призмах; г – трубопровод с II или Г-образным компенсатором.

II – Арочные системы: д – однотрубный переход по круговой или параболической форме очертания оси; е – треугольный; ж – трапецеидальный.

III – Висячие системы: з – вантовый переход; и – гибкий переход; к – самонесущий переход

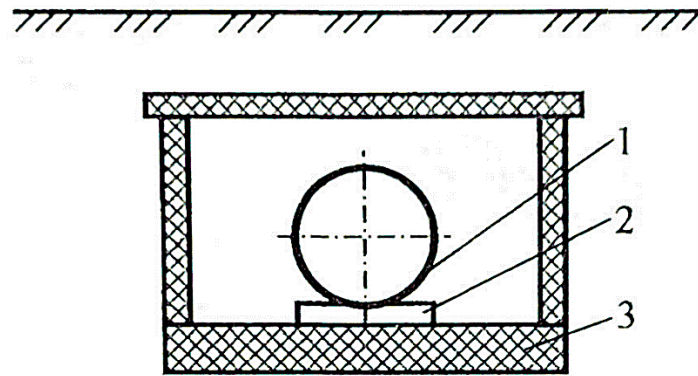


Рис. 8. Прокладка трубопровода в каналах или коллекторах

1 – трубопровод; 2 – лежка-опора; 3 – теплоизоляционные плиты

Заключение (Conclusions)

Во время прохождения преддипломной практики в период с 10.02.2024 г. по 23.05.2024 г. мною выполнены все задачи, которые были поставлены. Достигнута цель практики, а именно я овладел необходимыми компетенциями, систематизацией, обобщением и углублением теоретических знаний, приобретены умения и навыки, которые мне понадобятся в дальнейшей деятельности.

В ходе прохождения практики был освоен теоретический материал, касающийся процесса очистки нефтепровода и повышения эффективности очистного устройства нефтепровода, и предложены возможные пути модернизации этих систем.

В работе описаны основные типовые очистные устройства, применяемые на современных нефтепроводах, проанализированы процессы парафинизации нефтепровода, подробно рассмотрен механический метод очистки нефтепровода и более углубленно рассмотрены системы слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода.

Список литературы (References):

1. Гуревич И. Л. Технология переработки нефти и газа. Часть 1. / И. Л. Гуревич. - М.: Химия, 1973. - 360с.
2. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа / С. А. Ахметов. - Уфа: Гилем, 2005. - 672 с.
3. Баннов П. Г. Процессы переработки нефти / П. Г. Баннов. - М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2002. - 224 с.
4. Багиров И.Т. Высокопроизводительные атмосферные и атмосферно – вакуумные установки / И. Т. Багиров. – М.: Химия, 1964. – 132 с.
5. Освоение высокопроизводительных установок первичной переработки нефти / Коротков П. И. [и др.] – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1975. – 131 с.
6. Лебедев Ю.Н. Структурированная насадка Вакупак / Ю.Н. Лебедев, Т.М. Зайцева // Химия и технология топлив и масел. - 2002. - №1. - С. 29-31.
7. Лебедев Ю.Н. Насадка Вакупак для вакуумных колонн / Ю.Н. Лебедев, В.Г. Чекменев // Химия и технология топлив и масел. - 2004. - №1. - С. 48-52.
8. Левинтер М.Е. Глубокая переработка нефти: учебное пособие для вузов / М. Е. Левинтер, С. А. Ахметов. – М.: Химия, 1992. – 224 с.
9. Инструкция 01 – Т – 03 по обслуживанию вакуумного блока установки ЭЛОУ – АВТ – 7 / НПЗ ОАО «ТАИФ – НК». - Нижнекамск, 2006. – 113 с.
10. Вакуумный блок установки ЭЛОУ – АВТ – 7: технологический регламент / НПЗ ОАО «ТАИФ – НК». – Нижнекамск, 2006. – 400 с.
11. Сарданашвили А. Г. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа / А. Г. Сарданашвили, А. И. Львова. – М.: Химия, 1980. – 256 с.
12. Танатаров М. А. Технологические расчеты установок переработки нефти / М. А. Танатаров. – М.: Химия, 1987. – 352 с.