Транспорт нефти и битума

Жаксылыков Еркебулан Адилбекович, Кемалов Руслан Алимович

Kazan Federal University, Kremlyovskaya str, 18, 420008, Kazan, Russian Federation

Keywords: Проблемы, связанные с перекачкой нефти, выделение и внутренней поверхности труб асфальто-смолистовыпадение парафиновых отложений $(AC\Pi O),$ классификация трубопроводов, сооружения магистральных нефтепроводов, подводные переходы трубопроводов через водные преграды, изоляционные покрытия нефтепроводов

Введение

Развитие народного хозяйства в современных условиях связано со значительным ростом потребления нефти, нефтепродуктов и газа. Промышленность, транспорт и сельское хозяйство потребляют свыше 200 сортов нефтепродуктов в виде горючего и смазочных масел. Таз используется на электростанциях, в металлургии и в других областях — как наиболее совершенный и дешевый вид топлива; природный газ, кроме того, является наилучшим сырьем для химической промышленности.

С каждым годом повышается роль нефти и газа в топливном балансе страны, что видно из следующей таблицы. Бесперебойная работа всех отраслей народного хозяйства зависит от своевременной и качественной поставки нефти, нефтепродуктов и газа. Процесс доставки и распределения осуществляется системой транспорта И хранения, включающей трубопроводный, водный, железнодорожный и автомобильный транспорт, а также широкой сетью нефтебаз, газохранилищ, бензо-газораздаточных станций, размещенных по всей территории страны. Особенное развитие получает трубопроводный транспорт, связывающий места добычи и переработки нефти и газа с потребителями. Большое влияние оказывает увеличение объема добычи нефти на нозых нефтяных месторождениях Казахстана, Башкирии, Татарии, Куйбышевской, Оренбургской, В областях и газа на газовых Волгоградской, Тюменской и других месторождениях в Туркмении, Узбекистане, в Западной Сибири, в Средней Азии, в Урало-Волжском районе.[1]

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются АСПО. Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб

приводит к снижению производительности системы, уменьшению МРП работы скважин и эффективности работы насосных установок.

АСПО представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70 % мас.), АСВ (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафины - углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют на (ГОСТ 912-66):

малопарафиновые - менее 1,5 % мас.; парафиновые - от 1,5 до 6 % мас.; высокопарафиновые - более 6 % мас..

Асфальто-смолистые соединения значительно ухудшают качество нефтепродуктов. Асфальто-смолистые соединения в очень большой степени ухудшают вязкостно-температурные свойства масла. Согласно экспериментальным данным, при повышенном содержании смол усиливается коррозионная агрессивность масла.

При эксплуатации масла асфальто-смолистые соединения повышают его склонность к осадкообразованию, в результате чего уменьшается сечение маслопроводящих трубок и затрудняется поступление масла к трущимся деталям. Осаждаясь на нагретой детали, эти осадки вызывают лакообразование и отложение нагара, что в свою очередь нарушает нормальную работу механизма и приводит к быстрому износу его.

- 1. Проблемы, связанные с перекачкой нефти.
- 1.1)выделение и выпадение на внутренней поверхности труб асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО);

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются АСПО. Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению МРП работы скважин и эффективности работы насосных установок.

Состав и структура АСПО.

АСПО представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70 % мас.), АСВ (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей [1].

Парафины - углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют на (ГОСТ 912-66):

малопарафиновые - менее 1,5 % мас.;

парафиновые - от 1,5 до 6 % мас.;

высокопарафиновые - более 6 % мас..

Парафины устойчивы к воздействию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Высокомолекулярные парафины - церезины (от $C_{37}H_{74}$ до $C_{53}H_{108}$) отличаются более высокой температурой кипения, большей молекулярной массой и плотностью.

В состав АСВ входят азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, не летучи, имеют существенную неоднородность

структуры. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с испарением легких компонентов и ее окислением, а также при контакте нефти с водой. Иногда к группе смолистых соединений относят асфальтены.

Асфальтены - порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета, плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефти достигает 5,0 %. В асфальтенах содержится (мас.) 80,0-86,0 % углерода, 7,0-9,0 % водорода, до 9,0 % серы, 1,0-9,0 % кислорода и до 1,5 % азота. Они являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжелых компонентов нефти.

Нефтяные дисперсные системы относят к классу коллоидов, в которых АСВ диспергированы в мальтеновой среде. Очевидно, что физико-химические и технологические свойства нефтей во многом обусловлены межмолекулярным взаимодействием в системах "асфальтены-смолы" и "мальтены-смолы-асфальтены".

Как правило, строение смол и асфальтенов рассматривают в виде которые представляют собой структур, нафтеноароматические слои, связанные между собой за счет формирования комплексов с переносом зарядов. В данном случае имеет место некоторое завышение степени упорядоченности асфальтенов, рассматриваются как идеальные кристаллы, хотя квазикристаллическая часть составляет малую долю асфальтенового вещества (не превышает 3-4 % мас.). Принято считать, что смолы и асфальтены являются парамагнитными жидкостями, а нефти, нефтепродукты термодинамически стабильными парамагнитными растворами. Асфальтены представляют собой комбинацию многих ассоциатов, зависящую от степени гомолитической диссоциации диамагнитных частиц. Изменение концентрации парамагнитных смол и асфальтенов в нефти связано с изменением строения комбинаций ассоциатов. Смолы и асфальтены обладают следующими особенностями:

- 1. Химические и физико-химические процессы с участием АСВ носят коллективный характер. Асфальтены не являются индивидуальными компонентами, а образуют ассоциативные комбинации, в центре которых локализованы стабильные свободные радикалы.
- 2. Возникновение сольватной оболочки из диамагнетиков является непременным условием существования парамагнитных частиц в растворах. Образование сольватных оболочек ослабляет силы притяжения парамагнитных молекул и препятствует их рекомбинации в результате теплового движения.
- 3. Смолы состоят из диамагнитных молекул, часть из которых способна переходить в возбужденное триплетное состояние или подвергаться гомолизу. Поэтому смолы являются потенциальным источником асфальтенов.
- 4. Свойства АСВ определяются не элементным составом, а, прежде всего степенью межмолекулярного взаимодействия компонентов.[1] Методы борьбы с АСПО

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению.

Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО. Но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы [3].

Химические реагенты подразделяются на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы [4]:

Смачивающие реагенты образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, препятствующую адгезии кристаллов парафина к трубам, что создает условия для выноса их потоком жидкости. К ним относятся полиакриламид (ПАА), ИП-1;2;3, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных ПАВ.

Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, препятствуя кристаллов. способствует процессу укрупнения Это поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения. Такими свойствами обладают атактический пропилен с молекулярной массой 2000-3000, - низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000-12000, алифатические сополимеры, сополимеры этилена и сложного эфира с тройной сополимер двойной связью, этилена c винилацетатом винилпиролидоном, полимер с молекулярной массой 2500-3000.

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. К известным депрессаторам относятся "ПарафлоуАзНИИ", алкилфенол ИПХ-9, "Дорад-1А", ВЭО-504 ТюмИИ, "Азолят-7" [2].

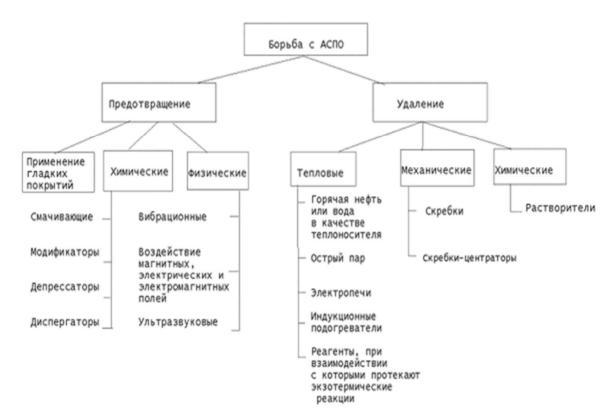
Диспергаторы - химические реагенты, обеспечивающие образование тонкодисперсной системы, которая уносится потоком нефти, что препятствует отложению кристаллов парафина на стенках труб. К ним относятся соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанольные растворы, сульфатированный щелочной лигнин [3]. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с АСПО. В настоящее время применяются следующие марки реагентов:

- · бутилбензольная фракция (бутиленбензол, изопропилбензол, полиалкилбензолы). Предложен к использованию СевКавНИПИнефть;
 - толуольная фракция (толуол, изопентан, н-пентан, изопрен);
- · СНПХ-7р-1 смесь парафиновых углеводородов нормального и изостроения, а также ароматических углеводородов (ОАО "НИИнефтехим", г. Казань);
- · СНПХ-7р-2 углеводородная композиция, состоящая их легкой пиролизной смолы и гексановой фракции (ОАО "НИИнефтехим", г. Казань);
- \cdot XПП-003, 004, 007 (ЗАО "Когалымский завод химреагентов", г. Когалым);
 - МЛ-72 смесь синтетических ПАВ;
- · реагенты типа СНПХ-7200, СНПХ-7400 сложные смеси оксиалкилированных ПАВ и ароматических углеводородов (ОАО "НИИнефтехим", г. Казань);
- · реагент ИКБ-4, оказывающий комплексное воздействие на АСПО и коррозию металла труб (ИНХП, г. Уфа);
 - ИНПАР (Опытный завод "Нефтехим", г. Уфа);
- \cdot СЭВА-28 сополимер этилена с винилацетатом (ВНИИНП и ВНИИТнефть, г. Москва) [5].

Рис. 1 - Классификация методов борьбы с АСПО



Наряду с высокой стоимостью существенным недостатком химического метода является сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

Методы, относимые к физическим, основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию.

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб [2].

Воздействие магнитных полей следует отнести к наиболее перспективным физическим методам. Использование в нефтедобыче магнитных устройств для предотвращения АСПО началось в пятидесятые годы прошлого века, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Отсутствовали магниты, достаточно долго и стабильно работающие в условиях скважины. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на АСПО значительно возрос, что связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов. В настоящее время около 30 различных организаций предлагает магнитные депарафинизаторы [6-9].

Установлено [13], что под воздействием магнитного поля в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикронных микрочастиц соединений ферромагнитных железа, находящихся концентрации 10-100 г/т в нефти и попутной воде. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, поэтому разрушение агрегатов приводит к резкому (в 100-1000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. Образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации магнитной обработки обеспечивает, ПО мнению некоторых исследователей, газлифтный эффект, ведущий к некоторому росту дебита скважин.

В нефтедобыче используют тепловые, химические и механические методы удаления АСПО. Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше $50~^{0}\mathrm{C}$ и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений, или необходимо вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины. В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электропечей наземного и скважинного исполнения;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), осуществляющих подогрев нефти в скважине;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.

Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях (котельных установках передвижного типа) и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки. Обратная промывка более предпочтительна, так как при этом исключено образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке [2].

Недостатками данных методов являются их высокая энергоемкость, электро- и пожароопасность, ненадежность и низкая эффективность применяемых технологий.

Применение растворителей для удаления уже образовавшихся отложений является ИЗ наиболее известных распространенных интенсифицирующих технологических процессах методов В транспорта, хранения и переработки нефти. Однако и здесь проблема подбора растворителя в конкретных условиях весьма далека от своего разрешения. Как правило, подбор растворителей АСПО осуществляется эмпирически. Это связано с недостатком информации об их структуре и свойствах и малой изученностью механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем с растворителями.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО на НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции. Как метод предотвращения АСПО следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали. При перевозках, НКТ спускоподъемных операциях И В скважинах подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклянное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Последнее приводит к образованию стеклянных пробок в колонне НКТ и заклиниванию насосов. Кроме того, технология нанесения стеклянных и эмалевых покрытий предполагает нагрев труб до 700-800 °C, что вызывает необратимые процессы в структуре металла и расплавление вершин резьб.

1.2. Коррозийные разрушения трубопроводов;

Степень коррозионного влияния наиболее объективно определяется свободной скоростью роста коррозионных повреждений (Vкорр), измеряемой в мм/год. Многообразие природно-климатических условий РФ создает широкий диапазон скоростей почвенной наружной коррозии: от 0,25 - 0,3 мм/год в районах Сибири и Приполярья до 0,8-1,2 мм/год в южных регионах

РФ и на Кавказе. Факторами дополнительной опасности являются значительные блуждающие токи (скорость роста дефектов: 0,1....10 мм/год) и индукционная коррозия (скорость роста дефектов: 0,05....3 мм/год) в промышленных районах центральной России. Скорость роста коррозионных дефектов в результате микробиологической наружной коррозии составляет 0,1...1,5 мм/год. В целом, наружную коррозионную опасность для объектов нефтегазового комплекса РФ можно характеризовать средней скоростью разрушения трубопроводов в 0,4....0,7 мм/год. Скорость роста внутренних коррозионных дефектов существенно превышает вышеуказанные цифры и может составлять до 10 мм/год. Существенной особенностью трубопроводов является то, что для них опасно появление даже самого мелкого сквозного проржавления, нарушающего их герметичность. У трубопроводов при этом возникают большие утечки транспортируемых продуктов, вызывающие опасность для окружающей среды, а иногда и опасность серьезных аварий вплоть до взрывов.

Указанные скорости роста обусловлены протеканием нескольких видов коррозионных процессов, различающихся между собой по механизму протекания: химическая коррозия, электрохимическая коррозия и коррозионное растрескивание под напряжением.



Химическая коррозия металлов - это гетерогенное взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и восстановление окислителя происходит одновременно. Движущей силой

процесса химической коррозии является уменьшение общей свободной энергии системы окислитель-восстановитель вследствие протекания химической реакции. Наиболее распространенным видом химической коррозии является коррозия металлов в газах, особенно при повышенных температурах.

На объектах нефтегазового комплекса наиболее часто встречается электрохимическая коррозия. Причиной протекания данного возникновение на поверхности металла, соприкасающегося с большого количества коррозионных электролитом, гальванических элементов. Возникновение коррозионных таких элементов вызвано различными величинами собственных потенциалов отдельных участков поверхности металла.

Это различие потенциалов на поверхности металла обусловливается как внутренними, так и внешними факторами. К числу внутренних факторов относятся: природа металла, его кристаллическое строение, наличие внутренних напряжений, температура, различный характер обработки поверхности металла, наличие загрязнений в металле (сегрегации, шлак и т. д.). К числу внешних факторов, влияющих на возникновение различных потенциалов на поверхности металла, относятся: природа и концентрация электролита, его температура, скорость движения, доступ окислителей к поверхности металла. В результате наличия разных потенциалов на поверхности металла образуется коррозионный гальванический элемент, в цепи которого возникает электрический ток.

Важной особенностью коррозионного процесса является то, что разрушения при электрохимической коррозии происходят только на анодах, в то время как на катодах происходит процесс деполяризации и разрушение металла не имеет места.

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) труб в подземных трубопроводах является одной из форм инициируемых внешней средой разрушений. Его определяют как макрохрупкое разрушение, развивающееся в результате одновременного воздействия на металл коррозионной среды и растягивающих напряжений. В отличие от воздействия общей и локальной коррозии КРН приводит к снижению несущей способности, как правило, без существенного изменения толщины стенок.

В то же время, для объектов нефтегазового комплекса наиболее естественно классифицировать процессы коррозионного разрушения на протекающие на наружной и внутренней поверхности металлического объекта. В зависимости от условий протекания различают несколько видов наружной или внутренней коррозии стальных сооружений добычи, транспортировки и хранения нефти и газа.

Наружная коррозия может быть подразделена на:

почвенную коррозию, происходящую в условиях заложения металла в почву;

атмосферную коррозию, происходящую в условиях влажного воздуха;

микробиологическую коррозию, вызываемую или усиливаемую микроорганизмами, содержащимися в грунте;

коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), вызываемое следующими последовательными процессами: на водораживание, коррозионное и механическое разрушение объекта;

<u>электрокоррозию</u>, вызываемую почвенными постоянными или переменными блуждающими токами от внешнего источника;

индукционную коррозию, возникающую в результате индукционного влияния линий электроснабжения на участках их параллельного следования и пересечения.

Внутренняя коррозия сооружений нефтегазового комплекса обычно подразделяется на следующие классы:

электрохимическую коррозию в водных растворах, имеющую место при соприкосновении металла с подтоварными пресными водами и водными растворами;

химическую коррозию, вызванную прямым взаимодействием металла с окислителем;

микробиологическую коррозию, вызываемую микроорганизмами, содержащимися в транспортируемом продукте;

КРН, вызываемое следующими последовательными процессами: наводораживание, коррозионное и механическое разрушение объекта.

На практике часто приходится сталкиваться с одновременным совместным протеканием нескольких коррозионных процессов. [10]

1.3.Перекачка высоковязкой и застывающей нефти

Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов затруднен из-за их повышенной вязкости, высокой температуры застывания и других реологических особенностей. Высокая величина коэффициента гидравлического сопротивления при температуре окружающей среды вызывает необходимость сооружения большого числа насосных станций, что экономически не всегда целесообразно. Поэтому наряду с обычной изотермической перекачкой применяют и другие методы транспорта

таких нефтей:

- 1.Гидроперекачку.
- 2. Перекачку с предварительным улучшением реологических свойств (путем механического воздействия, с помощью добавления жидких разбавителей, газонасыщения, присадок, термообработки).

3.Перекачку подогревом. Поясним причину уменьшения гидравлического сопротивления при их применении. Для жидкости, заполняющей трубопровод диаметром D и длиной L, условие равномерного движения под действием перепада давления ΔΡ имеет вид, где τ_{ω} касательные напряжения стенке. Откуда, ΔP прямопропорциональная. связь между И τ_{ω} -Из уравнения кривой течения видно, что касательные напряжения на стенке

прямопропорциональны величине эффективной вязкости жидкости, контактирующей со стенкой трубопровода. В способе гидроперекачки вместо высоковязкой нефти со стенкой контактирует вода. А в способах перекачки с предварительным улучшением реологических свойств и с подогревом эффективная вязкость высоковязких нефтей понижена.

Гидроперекачкой называют совместную перекачку высоковязкихнефтей с водой. Известно несколько способов гидроперекачки: 1.Перекачка нефти внутри водяного кольца. 2. Перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа "нефть в воде" (н/в). 3. Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.

Первый способ заключается в том, что в трубопровод одновременно закачивают воду и вязкую нефть так, чтобы последняя двигалась внутри водяного кольца. Создание подобного кольца достигается различными путями - применением винтовой нарезки заводского изготовления (аналог: ствол нарезного оружия) или приваренных по спирали металлических полос (проволоки) необходимых размеров и с заданным шагом (рис. 2.2 а), подачей воды через кольцевые муфты c тангенциальными расположенными перпендикулярно потоку нефти (рис. 2.2 б), прокладкой нефтепровода с перфорированными стенками внутри трубопровода большего прокачкой (рис. 2.2 диаметра воды между Некоторое распространение получили лишь первые два способа создания кольцевого слоя

Еще в 1906 г. Т.Д. Исаакс осуществил в США совместную перекачку тяжелой асфальто-смолистой калифорнийской нефти ($\rho = 980~{\rm кг/m^3};~ \nu = 20\cdot10^{-4}...~30\cdot10^{-4}~{\rm m^2/c}$) с водой по трубопроводу ($D = 0,076~{\rm m},~ L = 804~{\rm m}$), к внутренней стенке которого была приварена спирально свернутая проволока, обеспечивающая винтовое движение потока. Возникающие при этом центробежные силы отбрасывают более тяжелую воду к стенкам трубы. Максимальная производительность трубопровода с постоянным перепадом давления была достигнута при соотношении нефти и воды 9:1.

Результаты эксперимента впоследствии были использованы ДЛЯ строительства промышленного трубопровода D = 0,203 м и L = 50 км. Винтовая дорожка в нем имела высоту 0,024 м и шаг Теоретически такой способ гидротранспорта высоковязких И парафинистыхнефтей был изучен В.И. Черникиным и его учениками. В результате расчетов было показано, что производительность трубопровода по нефти увеличивается при гидроперекачке в 14...16 раз по сравнению с изотермической перекачкой одной нефти. Однако широкого распространения данный способ гидротранспорта не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности труб, их засорения. При отсутствии же нарезки вследствие разности плотностей нефти и воды последняя занимает положение у нижней образующей трубы и эффект от гидроперекачки резко снижается.

Перекачку высоковязкой нефти по схемеприменяет компания ShellOilCo.:

по трубопроводу диаметром 150 мм и длиной 39 км транспортируют нефть вязкостью 50000 мм²/с при 38 °С. Поток содержит 70 % нефти и 30 % воды. Производительность перекачки 4300 м³/сутки. Установлено, что структура потока, в котором вязкая нефть движется внутри воды сохраняется при скорости потока не более 0,92 м/с.

С увеличением дальности перекачки неизбежно произойдет гравитационное расслоение нефти и воды, что приведет к резкому увеличению перепада давления в трубопроводе.

Сущность другого способа гидротранспорта состоит TOM. высоковязкая нефть и вода смешиваются перед перекачкой пропорции, чтобы образовалась эмульсия типа "нефть в воде". Частицы нефти окружены водяной пленкой и поэтому контакта нефти с внутренней поверхностью происходит. трубы Для эмульсий трубопровода стабилизации И придания стенкам гидрофильных свойств, т.е. способности удерживать на своей поверхности добавляют поверхностно-активные вещества Устойчивость эмульсии типа "нефть в воде" зависит от характеристики и концентрации ПАВ, температуры, режима течения, соотношения воды и нефти потоке.

Уменьшение объема воды в смеси ухудшает устойчивость эмульсии. При увеличении объема транпортируемой воды устойчивость эмульсии повышается, но возрастают энергозатраты на перекачку балласта (воды). В результате экспериментов было установлено, что минимальное количество воды должно составлять около 30 % от общего объема транспортируемой смеси.

Недостатком данного способа гидроперекачки является опасность инверсии фаз, т.е. превращения эмульсии типа "нефть в воде" в эмульсию типа "вода в нефти" (рис. 2.3 б), при изменении скорости или температуры перекачки. Транспортирование водонефтяных эмульсий по трубопроводам с промежуточными насосными станциями также нежелательно, поскольку в насосах происходит диспергирование фаз и такие эмульсии затем трудно разрушить.

"H/B" транспортируются типа только промысловым трубопроводам: от скважины до установок подготовки нефти. В учебниках, как пример такого способа гидроперекачки, приводится магистральный нефтепровод Танджунг-Баликпапан в Индонезии (D = 500 мм, L = 238 км, годовая производительность 3,7 млн.т, число перекачивающих станций - 3). Однако нефть и вода смешиваются в смесителе перед закачкой в этот трубопровод при температуре грунта (301...302 К), которая значительно ниже температуры застывания нефти (318,8 К). В результате в смесителе образуется не эмульсия, а суспензия, т.к. частицы такой нефти при температуре смешения представляют собой твердые гранулы. Видимо этим и объясняется длительная успешная работа данного магистрального нефтепровода.

Третий способ гидроперекачки - это перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока

Обычно его иллюстрируют так: нефть и вода, движущиеся в трубопроводе, имеют плоскую границу раздела. За счет того, что часть периметра трубы контактируется с менее вязкой водой увеличивается производительность трубопровода или при том же расходе нефти уменьшается перепад давления. На самом деле совместное течение нефти и воды без искусственного характеризуется несколькими вмешательства структурными течения, переходящими одна в другую по мере изменения скорости. Каждая структурная форма течения устанавливается самопроизвольно как **V**СЛОВИЯ достигаются существования. только ДЛЯ ee Любопытна связь структурных форм водонефтяного потока с величиной гидравлического уклона. [11]

2.Классификация трубопроводов

Нефтепровод – это трубопровод, предназначенный для транспортирования нефти и нефтепродуктов.

В зависимости от разновидности перекачиваемого продукта нефтепроводы именуются также мазутопроводами, бензинопроводами, керосинопроводами и т.д. При создании различных типов трубопроводов используются трубы сварные большого диаметра, так как именно они выдерживают большие давления транспортируемых жидкостей, при обеспечении высокой надежности эксплуатации.

По выполняемым функциям трубопроводы подразделяются на следующие группы:

внутренние – соединяют различные установки и объекты на промыслах, нефтеперерабатывающих заводах и нефтехранилищах;

местные – объекты большой протяженности (по сравнению с внутренними), связывающие нефтепромысловые места, нефтеперерабатывающие заводы с основным пунктом магистрального трубопровода или с нефтеналивными терминалами и станциями;

магистральные – трубопроводы значительно большей протяженности, чем местные. Поэтому транспортирование ведется сразу несколькими станциями, размещенными по всей трассе. Режим эксплуатации данного вида нефтепроводов – непрерывный, при этом кратковременные остановки связаны с ремонтом или авариями.

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы имеют четыре класса – это зависит от условного диаметра труб:

```
первый класс – от 1000 до 1200мм;
второй класс – от 500 до 1000мм;
третий класс – от 300 до 500мм;
```

четвертый класс – до 300мм.

Магистральным газопроводом именуется трубопровод, транспортирующий газ из мест разработки или производства в конечное место его потребления, или трубопровод, связывающий обособленные месторождения газа. Диаметры используемых труб составляют от 530 до 1220 мм, поэтому используются трубы сварные большого диаметра.

Ответвление (от магистрального газопровода) — это трубопровод, который непосредственно присоединяется к магистральному газопроводу, для доставки части транспортируемого газа к промышленным или жилым объектам.

Магистральные газопроводы подразделяются на два класса, исходя из величины рабочего давления в трубопроводе:

первый класс – от 2,5 до 10МПа;

второй класс – от 1,2 до 2,5МПа.

Прокладываются трубопроводы как одиночно, так и дополнительно к действующим (размещаются параллельно). Технический коридор магистральных трубопроводов — это система трубопроводов, размещенных параллельно по одной трассе, предназначенных для доставки нефти (нефтепродукта, включая сжиженные углеводородные газы) или газа (газового конденсата). В определенных случаях разрешается прокладка в одном техническом коридоре газо- и нефтепроводов совместно.

Классификация нефтяных труб

Особые свойства металлического трубного проката нефтяного назначения объясняют возможность их применения в специфических условиях отрасли, суровом климате, разных по назначению нефтепроводах.

Существует 3 группы нефтепроводов из двух основных категорий (добычи и транспортировки нефти):

- промысловые нефтепроводы, предназначенные для перекачки нефти с места добычи к месту подготовки на промыслах;
- магистральные до мест потребления (диаметр трубы от $\underline{114}$ до 1400, толщина стенки 4 32 мм);
- технологические, осуществляющие перекачку нефтепродуктов на одном предприятии или территории, объединяющей несколько предприятий.

Нефтепромысловые трубы

Сортамент **труб** для **нефтепровода** включает буровые, обсадные и насосно-компрессорные трубы.

Бурильные нефтяные трубы передают вращение с бурового оборудования непосредственно на резцы, которые проникают в нефтеносный слой. Большие нагрузки объясняют использование бесшовных прочных труб. Выпускаются с приваренными замками. Параметры проката:

- внешний диаметр составляет 60,3–139,7 мм;
- толщина стенки 7,0–10,5 мм;
- максимальная длина составляет 12,5 м.

Требования к качеству труб изложены в ГОСТ Р 50278-92, технических условиях 39. 0147016-63, других регламентах.

Обсадные трубы служат для удерживания (обсаживания) стенок скважины при смещении грунтовых пород, т. о. предотвращая разрушение бурового инструмента.

Материал изготовления – среднеуглеродистая или низколегированная сталь. Предусмотрено использование бесшовных труб с параметрами:

- диаметр 114 508 мм;
- толщина станки составляет 5 16 мм;
- длина -9.5 13 метров.

Качество проката должно соответствовать требованиям ГОСТ 632-80, техническим регламентам 14-3P-76-2004, 39. 0147016-63 и другим условиям.

Насосно-компрессорная нефтяная труба погружается в скважину и подает наружу нефтемасловодяную эмульсию. Нефтяные трубы длиной до 11,5 м соединяются между собой посредством применения муфт или резьбовым соединением. Для этого один конец трубы имеет наружную резьбу, а другой – внутреннюю резьбу.

Параметры труб:

- диаметр -26,7-114,3 мм;
- толщина стенки -5 7 мм.

Требования к качеству труб изложены в нормативных документах ГОСТ 633-80, техусловиям 14-161-198-2004, ГОСТ Р 52203-204.

Нефтепроводные трубы

Магистральные **трубы** для **нефтепровода** можно использовать, как сварные, так и цельнотянутые. Особенностью проката является его значительный диаметр – от 508 до 1420 мм, рабочая среда в трубах находится под давлением около 12,5 МПа.

Сварная транспортирующая труба изготавливается из стальных листов с применением:

- контактной сварки высокочастотными токами прямошовная труба;
- электродуговой сварки спиралешовная или прямошовная труба.

Нефтепроводы магистрального типа не нуждаются в предохранении от коррозии изнутри, т. к. железо не подвергается окислению нефтью. Снаружи нефтепровод покрываются битумной мастикой. Специфическими **трубами** для нефтепровода являются трубы для использования в северных регионах России, а также для прокладки под водой.

Основной документ, регламентирующий качество нефтепроводных труб – ГОСТ 20295-85. Соединение нефтяных транспортных труб производится круговой сваркой во избежание утечек нефти при муфтовом и резьбовом соединении на огромном расстоянии.

Технологические нефтепроводы

Комплекс сооружений, включающих нефтепроводы с врезанными в них приборами КИПиА и арматурой, смонтированных на опорах или подвесках

— это технологический нефтепровод на территории предприятий. Основные функции технологических трубопроводов — прием, транспортировка на переработку и отпуск потребителю.

Данные транспортные системы служат для передачи разных рабочих жидкостей (сырья, полуфабрикатов, промежуточных или конечных продуктов технологической переработки нефти). Особенностью монтажа сооружения является:

- большая разветвленность;
- сложность обвязки оборудования;
- необходимость использования элементов разных диаметров;
- прокладка в разных по высоте уровнях
- врезка множества деталей и единиц арматуры.

Особенности монтажа нефтепроводов

Обычно производится подземная прокладка нефтяных магистральных труб.

а) прокладка стальных нефтепроводов

Для укладки нефтепровода роется котлован глубиной 0,6 — 0,8 м (в зависимости от диаметра трубы). Современный метод рытья траншей осуществляется с применение специальных машин, которые бурят грунт на определенной глубине, но параллельно поверхности. Иногда магистраль проходит по болотистой местности или по дну водоема, что существенно усложняет монтаж.

Нормативные требования к монтажу нефтепроводов изложены в СНиП 2. 05. 06-85*. Такое пристальное внимание к выполнению технологии монтажа объясняется тем, что нефтепровод — это сооружение повышенной опасности. Несоблюдение требований техники безопасности при выполнении сварочных работ может повлечь большие проблемы.

Качество сварочного шва контролируется при помощи специальных приборов и визуально. Особенно ответственно нужно выполнять все требования СНиПа при монтаже новых участков на существующем нефтепроводе. Безопасность выполнения работ достигается выполнением заглушки вдоль шва, которая исключает попадание искры в пары нефти. Рабочее место сварщика оборудуется специальным навесом.

б) прокладка гибких нефтепроводов

Надежность и прочность стальных труб доведена практикой, однако существуют более современные прочные материалы — гибкие трехслойные **трубы для нефтепроводов,** выдерживающие давление до 40 атмосфер. Прокладка магистрали в этом случае наиболее упрощена. При замене старого участка устаревшие трубы не демонтируют, они остаются как каркас для гибких труб нового участка.

3.Сооружения магистральных нефтепроводов

Нефтепроводом принято называть трубопровод, предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов (при перекачке нефтепродукта иногда употребляют термин нефтепродуктопровод). В зависимости от вида

перекачиваемого нефтепродукта трубопровод называют также бензино-, мазутопроводом керосин-, По своему назначению нефте- и нефтепродуктопроводы можно разделить на следующие группы: промысловые — соединяющие скважины с различными объектами и подготовки нефти промыслах; магистральные (МН) — предназначенные для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов) производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ). Они характеризуются высокой пропускной способностью, диаметром трубопровода от 219 до 1400 мм и избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа; технологические — предназначенные для транспортировки в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий различных веществ (сырья, полуфабрикатов, реагентов, а также промежуточных или конечных продуктов, полученных или используемых в технологическом процессе и др.), необходимых для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования. Согласно СНиП 2.05.06 85 магистральные нефтенефтепродуктопроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от условного диаметра труб (в мм): 1 — 1000—1200 включительно: II — 500— 1000 включительно; III — 300—500 включительно; IУ — 300 и менее Наряду с этой классификацией СНиП 2.05.07 — 85 устанавливает для магистральных нефтепроводов категории, которые требуют обеспечения прочностных характеристик любом соответствующих на **участке** трубопровода:

Диаметр нефтепровода, мм	до 700	700 и более
Категория нефтепровода при прокладке		
подземной	IV	III
наземной и подземной	III	III

Приведенная классификация и категории трубопроводов определяют в основном требования, связанные с обеспечением прочности или неразрушимости труб. В северной природно-климатической зоне все трубопроводы относятся к категории III. Исходя из этих же требований в СНиП 2.05.06 — 85 определены также и категории, к которым следует относить не только трубопровод в целом, но и отдельные его участки. Необходимость в такой классификации объясняется различием условий, в которых будет находиться трубопровод на тех или иных участках местности, и возможными последствиями в случае разрушения трубопровода на них. Отдельные участки нефтепроводов могут относиться к высшей категории В.

категории I или II. К высшей категории В относятся трубопроводные переходы через судо- и несудоходные реки при диаметре трубопровода 1000 мм и более. К участкам категории I относятся под- и надводные переходы через реки, болота типов II и III, горные участки, вечномерзлые грунты. К участкам категории II относятся под- и надводные переходы через реки, болота типа и, косогорные участки, переходы под дорогами и т.д. Прокладку трубопроводов можно осуществлять одиночно и параллельно ИЛИ проектируемым магистральным действующим трубопроводам техническом Под техническим коридором магистральных коридоре. трубопроводов согласно СНиП 27.05.06—85 понимают систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе. В отдельных случаях допускается прокладка нефте-И газопроводов в одном коридоре. Технологические трубопроводы зависимости от физико-химических В свойств и рабочих параметров (давления Р и температуры Т) подразделяются на три группы (А, Б, В) и пять категорий. Группу и категорию технологического трубопровода устанавливают по параметру, который требует отнесения его к более ответственной группе или категории. Класс опасности вредных веществ следует определять по ГОСТ 12.1.005—76 и ГОСТ 12.01.007—76, взрывопожароопасность — по ГОСТ 12.1.004—76. Нефти имеют класс опасности II, масла минеральные нефтяные — III, IV. бензины Для технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций важное значение имеет правильный выбор параметров транспортируемого вещества.

для технологических труоопроводов нефтеперекачивающих станции важное значение имеет правильный выбор параметров транспортируемого вещества. Рабочее давление принимается равным избыточному максимальному давлению, развиваемому насосом, компрессором или другим источником давления, или давлению, на которое отрегулированы предохранительные устройства. Рабочую температуру принимают равной максимальной или минимальной температуре транспортируемого вещества, установленной технологическим регламентом или другим нормативным документом (СНиП, РД, СН п т.д.).

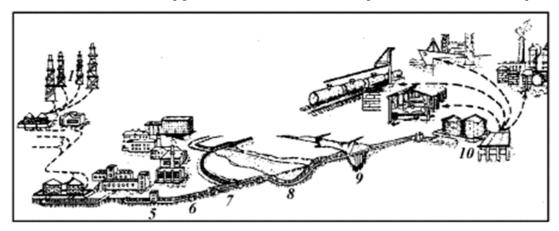


Схема сооружений магистрального нефтепровода:

1 — промысел; 2 — нефтесборный пункт; 3 — подводящие трубопроводы; 4 — головные сооружения (резервуары, насосная, электростанция и др.); 5 — узел пуска скребка; 6 — линейный колодец; 7 — переход под железной дорогой; 8 — подводный переход через реку; 9 — наземный переход через овраг (ручей); 10 — конечный распределительный пункт рис 2.

В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции и резервуарные парки (рис. 20.1). В свою очередь линейные сооружения согласно СНиП 2.05.06 — 85 включают: трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной нефти) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через искусственные препятствия, узлами подключения естественные нефтеперекачивающих станций, узлами пуска и приема очистных устройств последовательной разделителей при перекачке, электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения средства телемеханики трубопровода, технологической связи, электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов; противопожарные средства, противоэррозионные и защитные сооружения трубопровода; емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов; постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопровода; указатели пункты подогрева нефти И предупредительные элементы магистрального трубопровода — Основные непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Как правило, магистральные трубопроводы заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на

определенном уровне (например для исключения возможности замерзания скопившейся воды) Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые илы сварные трубы диаметром 300—1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое может достигать 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномерзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или искусственные насыпи.

На пересечениях крупных рек нефтепроводы иногда утяжеляют закрепленными на трубах грузами или сплошными бетонными покрытиями закрепляют специальными анкерами и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной, укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечениях железных и крупных шоссейных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 100—200 мм больше диаметра трубопровода.

С интервалом 10—30 км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода. Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются на нефтепроводах с интервалом 70—150 Перекачивающие KM. (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, центробежными насосами с электроприводом. Подача применяемых в настоящее время магистральных насосов достигает 12500 м3/ч. В начале нефтепровода находится головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел разбросанный на большой территории, ГНПС отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода. Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая подаваемое по линии электропередач (ЛЭП) напряжения от 110 или 35 до 6 кВ, котельная, а также системы водоснабжения, канализации, охлаждения и т.д. Если длина нефтепровода превышает 800 км, его разбивают на эксплуатационные участки длиной 100—300 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. Промежуточные насосные станции на границах участков должны располагать резервуарным парком объемом, равным 0,3—1,5 суточной пропускной способности трубопровода. Как головная, так и промежуточные насосные станции с резервуарными парками оборудуются подпорными насосами. Аналогично

устройство насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов. Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующих высоко застывающие и высоковязкие нефти и нефтепродукты иногда их совмещают с насосными станциями. Для подогрева перекачиваемого продукта применяют паровые или огневые подогреватели (печи подогрева) для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным

По трассе нефтепровода могут сооружаться наливные пункты для перевалки и налива нефти в железнодорожные цистерны. Конечный пункт нефтепровода — либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, обычно морская, откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу.[12]

4. Подводные переходы трубопроводов через водные преграды

Подводные переходы трубопроводов проектируются на основании данных гидрологоморфологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации ранее построенных подводных переходов в районе строительства, проектируемых и действующих гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ, условий судоходства и требований к охране окружающей среды и рыбных ресурсов.

Местоположение участка подводного перехода определяется с учетом направления трассы трубопровода и согласовывается со всеми заинтересованными организациями.

Створы переходов через реки выбираются на наиболее устойчивых против размыва участках русел с минимальной шириной заливаемой поймы в направлении перпендикулярно динамической оси потока. Необходимо избегать участков, сложенных скальным грунтом.

Прокладка подводных переходов, как правило, должна осуществляться с заглублением в дно водоема на 0,5 м ниже прогнозируемого профиля дна реки до верха забалластированного трубопровода, определяемого на основании инженерных изысканий, но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема.

На переходах через несудоходные и непромерзающие до дна закрытые водоемы в районах Западной Сибири и Крайнего Севера при соответствующем обосновании допускается укладка трубопроводов на дно водоема с заглублением в грунт не менее чем на 0,5 м от верха забалластированного трубопровода до дна водоема.

При замерзании водоема расстояние от нижней поверхности льда до верха балластировки трубопровода должно быть не менее 0,5 м.

При пересечении водных преград, дно которых сложено скальными грунтами, заглубление трубопровода принимается не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода, до отметки дна водоема в ненарушенном состоянии.

При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения водных преград промысловыми коллекторами газа (нефти), нефтегазосборными трубопроводами, нефтепроводами и водоводами пластовых и сточных вод следует предусматривать прокладку резервной нитки. При соответствующем обосновании резервную нитку разрешается предусматривать и при пересечении водных преград шириной до 75 м при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню воды при 10% обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней.

Необходимость прокладки резервной нитки для выкидных линий скважин, метанолопроводов к скважинам, трубопроводов систем заводнения и захоронения пластовых и сточных вод устанавливается проектом на основании технике-экономическом обоснования.

Расстояние между параллельными нитками подводных трубопроводов на русловых участках назначается исходя из инженерно-геологических и гидрогеологических условий, возможности производства строительных и ремонтных работ, исключающих повреждение соседних трубопроводов. Минимальные расстояния между осями газопроводов, заглубленных в дно водоема должны составлять 30 м при диаметре труб до 1000 мм включительно и 50 м — для трубопроводов диаметром свыше 1000 мм.

Прокладку подземных трубопроводов на переходах через каналы и арыки оросительной системы следует предусматривать с заглублением ниже дна водотока на глубину не менее 1,0 м, считая от верха забалластированного трубопровода.

Подводные переходы в границах горизонта высоких вод (ГВВ) не ниже 1% обеспеченности должны закрепляться против всплытия. В русловой части перехода следует применять кольцевые грузы или обетонирование, обеспечивающие их надежную устойчивость против смещений при возможных деформациях русла.

На переходах через водные преграды расчет балластировки промысловых нефтепроводов должен производиться из условия его полного опорожнения, т. е. без учета веса продукта.

На переходах через глубокие болота и озера при соответствующем технико-экономическом обосновании для предотвращения всплытия трубопроводов диаметром до 250 мм допускается вместо балластирующих устройств применять трубы с увеличенной толщиной стенки, обеспечивающей отрицательную плавучесть.

На подземных переходах через водотоки должны предусматриваться берегоукрепительные работы.

На переходах через нерестовые реки и ручьи трубопроводы следует прокладывать надземно на опорах с целью исключения воздействия на условия обитания ценных пород рыб, при этом трубы должны располагаться выше 1% уровня ГВВ на величину не менее 1,0 м. Кроме того, должны быть предусмотрены мероприятия по защите выходов труб из грунта от ледохода и корчехода.

В случае максимальной глубины промерзания воды на внутриболотных озерах глубина заложения трубопроводов должна обеспечивать исключение вмерзаниябалластировочных грузов в лед.

На подводных переходах диаметр трубопровода и диаметр резервной нитки следует принимать равными диаметру основной магистрали.

Расстояние между параллельными нитками подводных трубопроводов на русловых участках назначается исходя из инженерно-геологических и гидрогеологических условий, возможности производства строительных и ремонтных работ, исключающих повреждение соседних трубопроводов. [13]

5.Изоляционные покрытия нефтепроводов

Изоляционные покрытия нефтепроводов служат для защиты трубопровода от коррозии, наносятся на его поверхность в трассовых, базовых или заводских условиях. В зависимости от наличия блуждающих токов, назначения и особенностей прокладки трубопровода, а также коррозионной активности почв различаются материалами, послойным составом и толщиной (нормальный или усиленный тип). Применяют битумные, полимерные, лакокрасочные, стеклоэмалевые и бетонные И. п., а также алюминиевые и цинковые покрытия (наносятся на базе газотермич. способом), жировые смазки (для сев. р-нов страны) и др. Битумные покрытия наносят в заводских и трассовых (полевых) условиях при диаметре труб не более 800 мм и темпре транспортируемых продуктов не выше 40°С. Состоят из слоя битумной

грунтовки (наносится на очищенную, сухую поверхность труб), одного или двух слоев (в зависимости от типа И. п.) битумно-резиновой мастики (МБР-65, МБР-75, МБР-90, МБР-100 и др.), армирующей (из стеклохолста ВВ-К, ВВ-Г и др.) и защитной (бикарул, обёртки ПДБ и ПРДБ, бризол и др.) обёрток. Полимерные покрытия, используемые в полевых условиях, собой представляют липкие изоляционные полиэтиленовые полихлорвиниловые ленты, которые наматываются на трубопровод в один или два слоя (в зависимости от типа И. п.). Полиэтиленовые ленты применяют на трубопроводах, диаметр которых не более 1420 мм и темп-ра транспортируемого продукта не выше 60°C, полихлорвиниловые - при диаметре не более 1020 мм и темп-ре не выше 35°C. Ленты отечеств.произ-ва (ПИЛ, ПВХ-БК, МИЛ-ПВХ-СЛ, ЛЭТСАР-ЛПТ, ПЭЛ и др.) наносятся на битумной или трубопровод по клеевой грунтовке, зарубежного поставляются в комплекте с грунтовкой и защитной обёрткой. Заводские полимерные покрытия пригодны для труб любых диаметров. Температура применения транспортируемого продукта в случае полиэтиленовых покрытий не выше 60°C, эпоксидных - 80°C. Полимерные покрытия также защищают рулонными защитными обёртками, а кроме того, на подводных переходах, под жел. и автомоб. дорогами - деревянными рейками. Лакокрасочные покрытия используют для защиты трубопроводов с наружной и внутр. стороны. Состоят из 2-3 слоев грунтовки и 2 слоев эмали. В состав последней входят плёнкообразующее вещество (синтетич. смолы, лаки и др.), (алюминиевая наполнитель пудра), пигмент И растворитель. Наибольшуютермокоррозионную стойкость стеклоэмалевые имеют покрытия, получаемые при оплавлении током высокой частоты нанесённых очищенные и обезжиренные трубы на предварительно покровных эмалей (в тонкоизмельчённом состоянии). Однако хрупкости этот вид покрытий не находит широкого применения. Для подводных речных и морских трубопроводов защитными и одновременно утяжеляющими могут служить бетонные покрытия, которые выполняются в виде сплошного бетонного слоя или железобетонных скорлуп.

Материалы для покрытий на основе битумных мастик Грунтовка (праймер): битумная, приготавливается в условиях мастерских.

Для приготовления используются нетоксичные нефтяные растворители, обеспечивающие быстрое высыхание грунтовки на поверхностидо «отлипа» и прилипаемость битумного покрытия к металлу. битумной грунтовки приготовления расплавляют необходимое количество соответствующей марки битума, обезвоживают и охлаждают его до 70 0 С, затем в бак наливают необходимое количество растворителя в который при непрерывном помешивании вливают небольшими порциями охлажденный битум. Соотношение битума и растворителя должно быть 1:3 по объему или 1:2 по массе. Грунтовка считается готовой, если в ней после смешивания нет комков битума. Срок хранения приготовленной грунтовки в

герметичной таре — 10 суток. Рекомендуемые составы битумных грунтовок в зависимости от времени года: летняя - битум БН-90/10 или БН-70/30, или БНИ-V, бензин неэтилированный авиационный Б-70; бензин А-72; зимняя: битум БН-70/30 или БНИ-IV, бензин неэтилированный авиационный Б-70; битумно-полимерные и полимерные грунтовки изготавливаемые в заводских условиях: ГТ-760 ИН, П-001, Нк-50, Нк-100, ГРВИ-1, ГРВИ-2, ГТП-821. Срок годности битумно-полимерных и полимерных грунтовок — 12 месяцев со дня изготовления.

Мастики: битумно-резиновая (МБР) по ГОСТ-15836-79 изготавливается только в заводских условиях. Подразделяется на марки, область применениякоторых рекомендована в зависимости от температуры окружающей среды:

МБР-65 от +5 до -30 0 C; МБР-75 от +15 до -15 0 C; МБР-90 от +35 до -5 0 C.

Для разогрева мастики на объекте необходимо иметь специальный бак с устройством для измерения температуры, термометр, черпак и конусные ведра. Разогрев мастики в полевых условиях производится следующим образом: от мастики отделяют оберточную бумагу и разрубают ее на куски весом 1–2 кг. Нарубленные куски загружают в бак на 3/4 его объема и разогревают до температуры 170 – 180 0 С при тщательном перемешивании. При температуре воздуха выше 30 0 С допускается снижение температуры разогрева мастики до 140–150 0С.

Разогретая мастика не должна иметь кусков и сгустков. Поверхность мастики должна быть гладкой, с полным отсутствием пены и пузырей. В целяхпредупреждения коксования мастики не следует держать ее при температуресвыше 190 0 С более 1 часа. Признаком начавшегося коксования является появление на поверхности пузырей и зеленовато- желтого дымка.

Разогретую мастику ковшом наливают в конусное ведро, после чего производят изоляцию. По окончании работы емкости для разогрева мастики иконусные ведра освобождают от неиспользованной мастики.

Армирующие материалы: бризол БР-М по ТУ 38.1051819-88, гарантийный срок хранения 4 месяца со дня изготовления; Поликром-БР по ТУ 66.30.019-83, гарантийный срок хранения 6 месяцев со дня изготовления.еклохолст. Полотно резиновое гидроизоляционное.

Конструкция полимерного ленточного покрытия трассового нанесения в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 состоит из слоя адгезионной грунтовки, 1 слоя полимерной изоляционной ленты толщиной не менее 0,6 мм и 1 слоя защитной полимерной обертки толщиной не менее 0,6 мм. Общая толщина покрытия - не менее 1,2 мм. При заводской изоляции труб количество слоев изоляционной ленты и обертки увеличивается. К преимуществам ленточных покрытий следует отнести: высокую технологичность их нанесения на трубы заводских трассовых условиях, хорошие диэлектрические влагокислородопроницаемость достаточно характеристики, низкую И широкий температурный диапазон применения.

Стальные трубы с полимерным покрытием используют для подземной прокладки промысловых, магистральных и коммунальных трубопроводов с

жидкостью и газом. Сталь хорошо сопротивляется механическим повреждениям и давлению грунта, а полимерная изоляция защищает металл от негативного влияния внешней среды. Нанесение защитного покрытия позволяет увеличить срок безремонтной службы газопровода до 30 лет. По истечении этого срока можно заменить износившиеся участки изоляции непосредственно в полевых условиях.

Полимерное покрытие защищает стальные трубы от:

- коррозии,
- блуждающих токов,
- перепадов температур,
- повышенной влажности,
- грибков и плесени.

На стальные трубы полимерное покрытие обычно наносят в несколько слоев. Самую надежную защиту от влаги и коррозии металлу обеспечивает трехслойная весьма усиленная изоляция. Для ее создания на сталь последовательно наносят:

- грунтовку,
- адгезив,
- экструдированный полиэтилен.

После изготовления каждая стальная **труба с полимерным покрытием** проходит проверку качества и испытания в лаборатории. Специалисты оценивают соответствие геометрических размеров заданным параметрам, измеряют уровень водопоглощения изоляции, ее способность сопротивляться другим негативным факторам. Только полностью соответствующие государственным и отраслевым стандартам стальные изолированные изделия поступают в продажу.

Толщина антикоррозийной изоляции зависит от диаметра стальной трубы и типа покрытия, в среднем составляет 3-3,5 мм.

Мы также предоставляем услуги по нанесению антикоррозийной изоляции на трубы, предоставленные заказчиком. Создание защитного покрытия ведется в заводских условиях, на полностью автоматизированном оборудовании.

Комбинированное мастично-ленточное покрытие состоит адгезионного праймера, слоя изоляционной мастики, слоя изоляционной полимерной ленты толщиной не менее 0,4 мм и слоя полимерной защитной обертки толщиной не менее 0,5 мм. Общая толщина комбинированного мастично-ленточного покрытия составляет не менее 4,0 мм. При нанесении изоляционной битумной мастики в зимнее время в нее вводят добавки специальных масел, которые предотвращают хрупкость мастики при отрицательных температурах окружающей среды. Практическое применение комбинированных покрытий типа подтвердило их достаточно высокие защитные и эксплуатационные характеристики. Данный тип покрытия в настоящее время наиболее часто применяют при проведении работ по ремонту и переизоляции действующих нефтепроводов, имеющих битумные покрытия. Основные недостатки комбинированногомастично-ленточного

покрытия те же, что и у битумно-мастичных покрытий - недостаточно широкий температурный диапазон применения от минус 10 до плюс 40 °C и недостаточно высокие физико-механические показатели свойств.

Коррозия металлов, их окисление — это переход атомов металла из свободного состояния в химически связанное, ионное. При этом атомы металла теряют свои электроны, а окислители их принимают.

На подземном трубопроводе за счет неоднородности металла трубы и гетерогенности грунта (как по физическим свойствам, таки по химическому составу) возникают участки с различным электродным потенциалом, что обуславливает образование гальванических коррозионных элементов.

Важнейшими видами коррозии являются: поверхностная (сплошная по всей поверхности), местная в виде раковин, язвенная (питтинговая), щелевая, межкристаллитная и усталостное коррозионное растрескивание. Два последних вида коррозии представляют наибольшую опасность для подземных трубопроводов.

Поверхностная коррозия лишь в редких случаях приводит к повреждениям, тогда как по причине язвенной коррозии происходит наибольшее число повреждений.

Коррозионная ситуация, в которой находится металлический трубопровод в грунте, зависит от большого количества факторов, связанных с грунтовыми и климатическими условиями, особенностями трассы, условиями эксплуатации. К таким факторам относятся:

- влажность грунта,
- химический состав грунта,
- кислотность грунтового электролита,
- структура грунта,
- температура транспортируемого газа

Катодную защиту трубопроводов можно осуществить двумя методами:

- применением <u>магниевых жертвенных анодов-протекторов</u> (гальванический метод);
- применением внешних источников постоянного тока, минус которых соединяется с трубой, а плюс с анодным заземлением (электрический метод).

Принцип катодной защиты

- а) с помощью гальванических жертвенных анодов,
- б) с помощью поляризации от источника постоянного тока.
- 1. заложенный в грунт трубопровод,
- 2. гальванический жертвенный анод,
- 3.источник постоянного тока,
- 4. малорастворимый анод.

Применение катодной защиты с помощью протекторов эффективно только в низкоомных грунтах (до 50 Ом-м). В высокоомных грунтах такой метод необходимой защищенности не обеспечивает.

Катодная защита внешними источниками тока более сложная и трудоемкая, но она мало зависит от удельного сопротивления грунта и имеет неограниченный энергетический ресурс (*puc.* 46).

В качестве источников постоянного тока, как правило, используются преобразователи различной конструкции, питающиеся от сети переменного тока. Преобразователи позволяют регулировать защитный ток в широких пределах, обеспечивая защиту трубопровода в любых условиях.

В качестве источников питания установок катодной защиты используются воздушные линии 0,4; 6; 10 кВ, а также автономные источники: дизельгенераторы, термогенераторы, газогенераторы и другие.

накладываемый на трубопровод от преобразователя Зашитный ток, и создающий потенциалов «труба-земля», разность распределяется неравномерно трубопровода. Поэтому по длине максимальное по абсолютной значение этой разности величине находится в точке подключения источника тока (точке дренажа).

По мере удаления от этой точки разность потенциалов «труба-земля» уменьшается. Чрезмерное завышение разности потенциалов отрицательно влияет на адгезию покрытия и может вызвать наводораживание металла трубы, что может стать причиной водородного растрескивания. Снижение разности потенциалов не обеспечивает защиту от коррозии и, в определенном диапазоне, может способствовать коррозионному растрескиванию под напряжением.

Анодная защита является одним из методов борьбы с коррозией металлов в агрессивных химических средах. Она основана на переводе металла из активного состояния в пассивное и поддержании этого состояния при помощи внешнего анодного тока. Катодная защита высоколегированных сталей в сильных кислотах невозможна.

В противоположность катодной защите при анодной защите имеются только узко ограниченные области защитных потенциалов, в которых возможна защита от коррозии.[13]

Список литературы

- 1. Виталий А.Б. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. Издательство «Недра», 103633, Москва 1997.
- 2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.: ил.
- 3. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. М.: Недра, 1986. 240 с.
- 4. Голонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. М.: Гостоптехиздат, 1960. 88 с.

- 5. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах // Сб. борьба с отложениями парафина. М.: Недра, 1965. 340 с.
- 6. Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. и др. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов. III конгресс нефтегазопромышленников, Секция Н. Уфа. 2001, с. 121-122.
- 7. Ковач В.И., Аливанов В.В., Шайдаков В.В. Магнитная активация жидкости как метод защиты от коррозии. // Нефтяное хозяйство 2002. N 10 c.
- 8. Лесин В.И. Магнитные депарафинизаторы нового поколения /Изобретения и рацпредложения в нефтегазовой промышленности. 2001. N 1. C. 18-20.
- 9. Персиянцев М.Н., Василенко И.Р. Магнитные депарафинизаторы МОЖ.-Газовая промышленность, 1999. - N 8.
- 10.http://transenergostroy.ru/blog/klassifikaciya_processov_vnutrenney_i_naruz hnoy_korrozii_na_magistral_nyh_i_promyslovyh_truboprovoda.html
 - 11. http://vunivere.ru/work18124/page2
 - 12. http://www.ngfr.ru/ngd.html?neft20
 - 13. http://arielplast.ru/docs/35/SNiP_2_05_06_85/perehodi_truboprovodov_2

Козловская А. А., Полимерные и полимернобитумные материалы для защиты трубопроводов от коррозии, М., 1971; Скугорова Л. П., Материалы для сооружения газонефтепроводов и хранилищ, М., 1975.