

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам»

УДК 622.692.4.013

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Мисюн М.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Дутова Е.М.	д.г.-м.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов
переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Мисюн Максиму Александровичу

Тема работы:

«Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	04.04.2016 г. №2587/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2015г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>методы перекачки высоковязкой нефти по магистральным нефтепроводам</i>
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1) Обзор особенностей транспорта высоковязкой нефти, региональное распределение и реологические свойства; 2) Сравнительный анализ известных методов перекачки высоковязких нефтей; 3) Гидравлический расчёт теплового метода перекачки и перекачки с подогревом.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н.А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2016 г.
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Дутова Екатерина Матвеевна	Д.Г.-М.Н., профессор		01.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Мисюн Максим Александрович		01.02.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 с., 16 рис., 19 табл., 22 источника.

Ключевые слова: транспорт нефти, высоковязкая нефть, подогрев нефти, расчет, термодинамические параметры, экономическая эффективность, охрана труда.

Объектом исследования являются методы перекачки высоковязкой нефти по магистральным нефтепроводам.

Цель работы – анализ известных способов перекачки высоковязких нефтей по нефтепроводам и оценка их эффективности.

В процессе исследования проводились гидравлические расчеты теплового метода перекачки и перекачки с разбавителем. Проведён сравнительный анализ известных методов перекачки высоковязкой нефти. Выполнен экономический расчёт строительства НПС, включающий эксплуатационные расходы. Приведены мероприятия по охране труда и окружающей среды.

В результате исследования был выполнен обзор литературы о перекачке высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам и оценка их эффективности. Было выявлено, что «горячая» перекачка является базовым методом транспортировки высоковязких нефтей. По результатам технологического расчёта установлено, что при прочих равных условиях, перекачка с подогревом экономически эффективнее, чем перекачка с разбавителем. Заключение было сделано на основе расчёта количества насосных (и тепловых) станций, необходимых для обеспечения перекачки. Были определены общие капитальные вложения, необходимые для строительства НПС, а также общие эксплуатационные расходы. Были проанализированы присутствующие в рабочей зоне вредные и опасные факторы в условиях открытой местности.

Основные конструктивные и технологические характеристики: «горячая» перекачка, гидроперекачка, перекачка с использованием жидких углеводородных разбавителей, перекачка газонасыщенных нефтей, перекачка с регулированием реологических свойств нефти комплексными методами. Участок магистрального нефтепровода с пунктом подогрева нефти. Температура подогрева на 10-15 градусов выше температуры плавления парафина, трубопровод с повышенной теплоизоляцией.

Степень внедрения: на уровне рекомендаций по применению способа «горячей» перекачки, полученного на основе анализа всех существующих методов перекачки высоковязкой нефти.

Область применения: нефтяные месторождения, районы добычи и транспортировки высоковязкой нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы: перекачка с подогревом при указанных в расчёте условиях потребует строительства 6 насосных и 4 тепловых станций, перекачка с разбавителем – 17 насосных станций. Стоимость строительства НПС, находящейся в Томской области составляет 5014,11 млн. руб., общие эксплуатационные расходы – 262,3 млн. руб. в год.

В будущем планируется дальнейшее исследование, связанное с моделированием систем транспортировки высоковязкой нефти по магистральным нефтепроводам.

REPORT

Graduation work 88 pages, 16 pictures, 19 tables, 22 sources.

Keywords: oil transportation, high-viscosity oil, oil heating, thermodynamical coordinate, economical efficiency, labor safety.

Object of research are methods of transporting high-viscosity oil on the main oil pipelines.

Purpose - analysis of the known methods of transporting high-viscosity oil by oil pipelines and evaluation of their effectiveness.

The study carried out hydraulic calculations of thermal method transportation and transportation with a diluent. The comparative analysis of the known methods of heavy oil transportation. Completed the construction of economic calculation oil pumping stations, including operating costs. Results event on occupational safety and the environment.

The study was carried out a literature review of pumping high-viscosity oil through main pipelines and evaluation of their effectiveness. It was found that "hot" swapping is the basic method of transporting high-viscosity oil. As a result of the process of calculation found that, ceteris paribus, pumping heating cost effective than pumping with a diluent. The conclusion was made on the basis of the calculation of the amount of pumping (and heat) stations needed to ensure the transfer. total capital expenditures were identified, necessary for the construction of the oil pumping station, as well as general operating expenses. It was analyzed in the present work area harmful and dangerous factors in an open area.

The basic design and technological features: "hot" pumping, pumping with a liquid hydrocarbon diluent, pumping of gas-saturated oil, transfer to the regulation of the rheological properties of the oil complex methods. The plot is the main oil pipeline from the point of heating oil. heating temperature at 10-15 degrees above the melting point of the paraffin, with a high thermal insulation pipe.

Degree of implementation: at the level of recommendations for the use of the method of "hot" swapping obtained based on the analysis of existing methods of pumping high-viscosity oil.

Applications: oil proof, mining areas and transport heavy oil.

The economic significance of the work: pumping heated under these conditions in the calculation would require the construction of 6 pumping stations and 4 heat, transfer to a diluent - 17 pumping stations. The cost of construction of the oil pumping station, located in the Tomsk region of 5,014,110,000 rubles, total operating expenses – 262 300 000 rubles in year.

In future we plan to further research related to the modeling of heavy oil transport systems for oil pipelines.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ	5
1.1 Анализ регионального распределения	5
1.2 Реологические свойства вязких нефтей	8
2 АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ	14
2.1 «Горячая» перекачка	16
2.2 Гидроперекачка	21
2.3 Использование жидких углеводородных разбавителей	24
2.4 Перекачка газонасыщенных нефтей	25
2.5 Регулирование реологических свойств вязких нефтей комплексными методами	28
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ	35
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	47
Введение в экономическую часть	47
4.1 SWOT-анализ	47
4.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации	48
4.3 План проекта	50
4.4 Расчёт сметы затрат	51
4.4.1 Капитальные вложения	52
4.4.2 Эксплуатационные затраты	55
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	61
5.1 Исходные данные	61
5.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	62
5.2.1 Вредные вещества	62
5.2.2 Микроклимат на открытом воздухе	63

5.2.3 Повышенный уровень электромагнитного излучения и напряженности магнитного поля 64

5.2.4 Термическая опасность 65

5.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды 66

5.3.1 Электробезопасность 66

5.3.2 Пожарная безопасность 67

5.4 Охрана окружающей среды 69

5.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) 69

5.4.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) 69

5.4.3 Анализ воздействия объекта на литосферы (отходы) 70

5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях 70

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 72

5.7 Расчёт заземляющего устройства в двухслойном грунте 73

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ 78

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 80

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 81

ВВЕДЕНИЕ

Качественное состояние нефтяной сырьевой базы в Российской Федерации непрерывно ухудшается в течение последних десятилетий. С одной стороны, этому способствует выработка многих высокопродуктивных месторождений, а с другой – вовлечение в эксплуатацию месторождений, имеющих низкопроницаемые коллекторы и небольшие толщины нефтенасыщенных пластов. В меньшей мере вовлекаются в эксплуатацию высоковязкие парафинистые месторождения нефти с высоким содержанием смол и асфальтенов. Такие месторождения являются фактически неиспользованными энергетическими ресурсами, для разработки и использования которых требуется применение нетрадиционных методов извлечения нефти из пласта, её сбора, подготовки и перекачки.

На данный момент по запасам тяжелой и высоковязкой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. По данным экспертов, мировые запасы таких нефтей составляют более 810 млрд. тонн. В России геологические запасы высоковязкой нефти составляют около 6,2 млрд. тонн, однако, по оценкам различных исследователей, запасы могут составлять до 75 млрд. тонн. Причем почти половина запасов приходится на долю Западной Сибири.

Проблема транспортировки высоковязкой нефти наиболее важна. Протяжённость трубопровода достигает нескольких сотен километров, создать оптимальные термобарические условия по всему участку крайне сложно, в результате чего высоковязкая нефть претерпевает многократные изменения дисперсности, что отражается на ее вязкостных свойствах. Всё это вызывает резкие колебания гидродинамического сопротивления трубопроводной аппаратуры и, как следствие, увеличению затрат энергии и финансовых затрат, что делает транспорт таких нефтей менее эффективным и экономически выгодным. Это является предпосылкой к разработке новых методик и технологий перекачки аномальных нефтей.

Целью данной работы является анализ известных способов перекачки высоковязких нефтей по нефтепроводам и оценка их эффективности.

Задачами работы является:

1. Анализ таких способов перекачки высоковязких нефтей как «горячая» перекачка, гидрперекачка, перекачка с использованием жидких углеводородных разбавителей, перекачка газонасыщенных нефтей, а также перекачка с регулированием реологических свойств нефти комплексными методами.
2. Технологический расчёт перекачки высоковязкой нефти с подогревом и разбавителем при равных исходных данных. Сравнить данные методы, исходя из рассчитанного количества насосных станций, необходимых для транспортировки нефти в заданных условиях;
3. Экономический расчёт строительства и эксплуатации НПС, находящейся в Томской области;
4. Анализ вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды, определить мероприятия по охране труда и окружающей среды. А также провести технической расчёт заземляющего устройства в двухслойном грунте.

1 ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

1.1 Анализ регионального распределения

Запасы тяжёлой нефти России составляют около 6,2 млрд. т. (примерно 84 % от запасов высоковязких нефтей СНГ). Бассейны с высоковязкой (в среднем) нефтью расположены в основном на европейской территории России (Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский). В азиатской части России к таковым относится Енисейско-Анабарский бассейн [13].

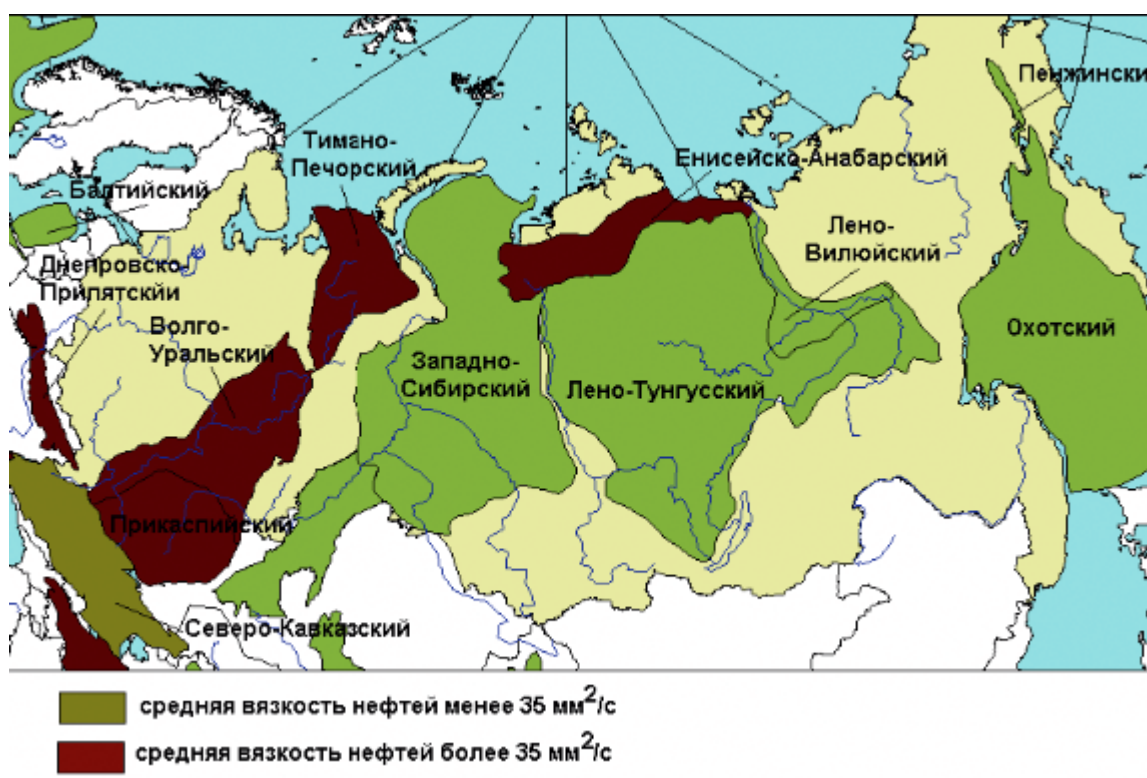


Рисунок 1 – Распределение нефтегазоносных бассейнов по вязкости нефти

По данным исследования института химии нефти СО РАН г. Томск в большинстве бассейнов России встречаются месторождения с ВВН, а в пяти из них средне-бассейновая вязкость нефтей превышает уровень $35 \text{ мм}^2/\text{с}$ — это Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Енисейско-Анабарский, Прикаспийский и Тимано-Печорский бассейны. Самыми вязкими в среднем в России являются нефти Тимано-Печорского бассейна.

Таблица 1 – Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям

Нефтегазоносный бассейн	Объём выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Средне-бассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
Балтийский	29	-	-	7,31
Волго-Уральский	2662	544	182	47,12
Днепровско-Припятский	663	32	15	37,54
Енисейско-Анабарский	64	3	3	84,48
Западно-Сибирский	2644	28	26	23,12
Лено-Виллюйский	156	-	-	11,43
Лено-Тунгусский	689	54	14	23,38
Охотский	302	15	9	25,74
Пенжинский	8	-	-	2,34
Прикаспийский	461	103	32	109,72
Северо-Кавказский	1519	62	25	29,22
Тимано-Печорский	343	14	9	1221,45

Распределение высоковязких нефтей по административным регионам Российской Федерации дано на рис. 2, из которого видно, что наибольшее количество ВВН (более 70%) находится на территориях 5 регионов: в Пермской области (более 31%), Татарстане (12,8%), в Самарской области (9,7%), в Башкортостане (8,6%) и Тюменской области (8,3%).

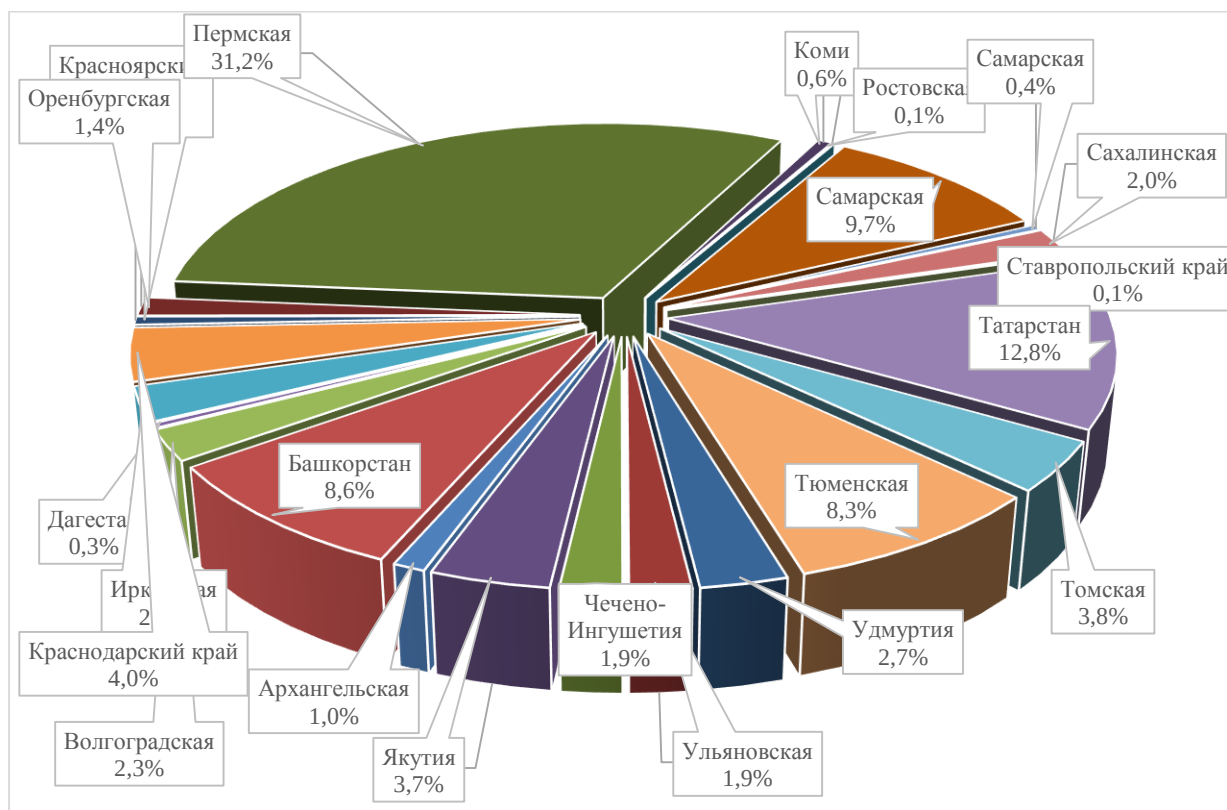


Рисунок 2 – Распределение высоковязких нефтей по регионам России

Информация о физико-химических свойствах высоковязких нефтей России представлена в табл. 2, из которой видно, что высоковязкие нефти России в среднем являются тяжелыми, сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтенистыми, но малопарафинистыми и с низким содержанием фракции н.к. 200°С.

Таблица 2 – Физико-химические свойства высоковязких нефтей России

Показатели нефти	Среднее значение
Плотность, г/см ³	0,92
Содержание серы, %	2,28
Содержание парафинов, %	3,57
Содержание смол, %	17,25
Содержание асфальтенов, %	4,55
Фракция н.к. 200°С, м.%	13,87
Фракция н.к. 300°С, м.%	30,38
Фракция н.к. 350°С, м.%	38,26
Содержание вольфрама, м.%	0,04

Содержание никеля, м.%	0,02
Температура пласта, °С	36,83
Пластовое давление, МПа	16,82

Распределение российских высоковязких нефтей по глубине залегания представлено на рис. 3. Видно, что большая их часть (более 68%) залегает на глубине от 1000 до 2000 м, более 82% находится на глубинах до 2000 м и около 18% — в интервале глубин от 2000 до 4000 м. Начиная с глубины 2000 м в среднем количество вязких нефтей уменьшается с ростом глубины залегания.

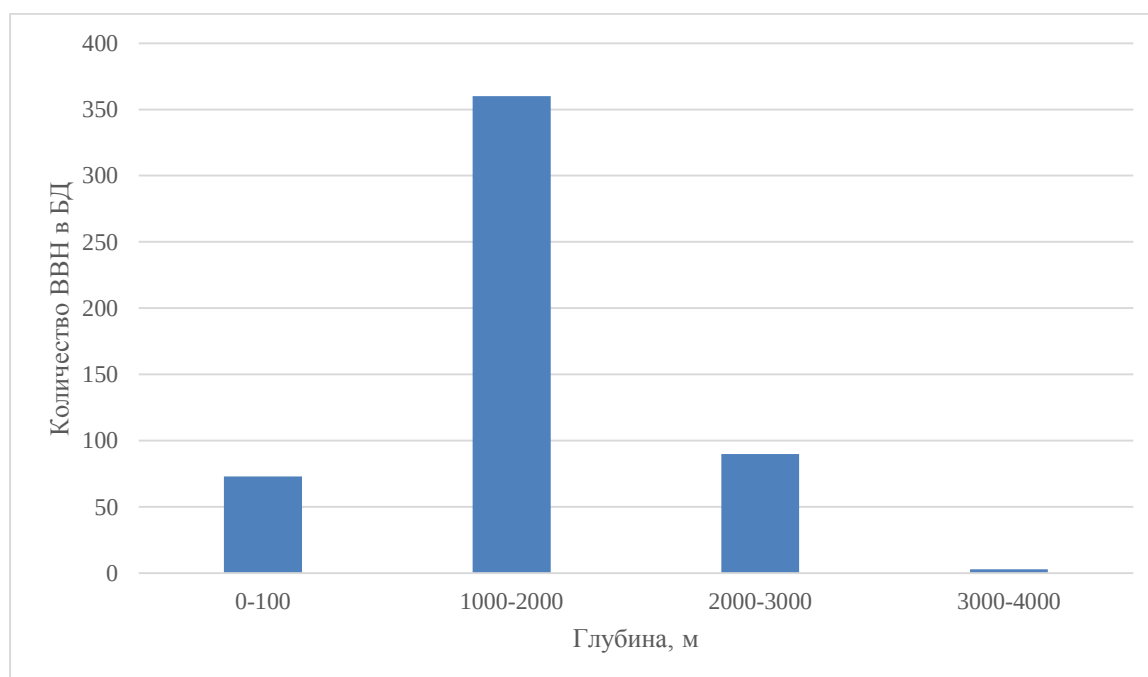


Рисунок 3 – Распределение высоковязких нефтей России по глубине залегания

1.2 Реологические свойства вязких нефтей

Вязким нефтям, их эмульсиям, а также тяжёлым нефтепродуктам в областях низких температур, а иногда и начиная с 30°C, присущи так называемые аномальные вязкостно-температурные свойства. Эти свойства обусловлены, в первую очередь, их химическим составом (высоким содержанием твёрдых углеводородов и асфальтосмолистых веществ) и физическим состоянием.

В настоящее время общеприняты химическая и технологическая классификации нефти.

По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и лёгких меркаптанов нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды. Технологическая классификация подразделяет нефти на классы по содержанию серы: малосернистые – с содержанием серы до 0,6%, сернистые – с содержанием серы до 1,8%, высокосернистые – до 3,5% и особо высокосернистые (содержание серы более 3,5%).

В зависимости от плотности нефти подразделяются на пять типов: особо лёгкие, лёгкие, средние, тяжёлые и битуминозные. Группы нефти характеризуют степень её подготовки, а виды содержание меркаптанов.

Химическая классификация основана на групповом составе нефтей. Различают парафиновые, парафино-нафтеновые, нафтеновые парафино-нафтенно-ароматические и ароматические нефти.

По содержанию твёрдых парафиновых углеводородов нефти классифицируются на малопарафинистые (с содержанием парафина менее 1,5%), парафинистые (от 1,51 до 6,0 процентов) и высокопарафинистые (содержание парафинов более 6,0%).

По содержанию асфальтосмолистых веществ (АСВ) различают малосмолистые (содержание АСВ до 10%), смолистые (10-20%) и высокосмолистые (до 40%) нефти [9].

Все жидкости можно разделить на два класса: ньютоновские и неньютоновские. К ньютоновским жидкостям относятся вода, светлые нефтепродукты, малопарафинистые нефти, а также парафинистые нефти при высокой температуре. Общим для таких жидкостей является вид зависимости напряжения сдвига τ (напряжение сил трения на поверхности соприкосновения слоёв жидкости) от градиента скорости по радиусу $d\omega/dr$ (скорости сдвига). Графическое изображение этой зависимости называется кривой течения жидкости (рис 4).

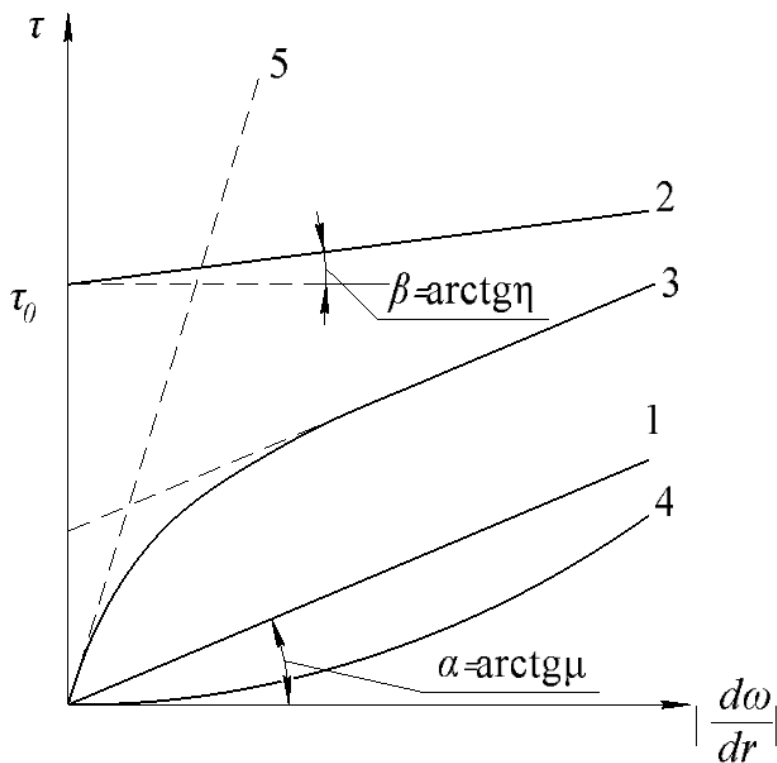


Рисунок 4 – Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей: 1,5 – ньютоновских; 2 – вязкопластичных (бингамовских); 3 – псевдопластичных; 4 – дилатантных

Для ньютоновских жидкостей кривая течения имеет вид прямой и описывается уравнением Ньютона:

$$\tau = \mu \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|, \quad (1.2.1)$$

где коэффициент пропорциональности μ , характеризующий угол наклона кривой течения, является динамической вязкостью жидкости.

Используя эти зависимости можно выявить характер распределения касательных напряжений по сечению трубопровода: $\tau = 0$ на оси и $\tau = \tau_{max}$ на стенке трубы. Для характеристики реологических свойств ньютоновских жидкостей достаточно знать их вязкость, плотность и температуру застывания.

Значительно большее количество жидкостей относится к неньютоновским. В этот класс объединены все жидкости, кривая течения которых отличается от кривых 1, 5 на рис. 4.

Неньютоновские жидкости подразделяются на:

- вязкопластичные (или бингамовские);

- псевдопластичные;
- дилатантные.

Кривые их течения обозначены на рис. 4 соответственно 2, 3, 4.

Как видно из рис. 4, течение бингамовских жидкостей начинается только после создания определённого напряжения τ_0 , называемого начальным напряжением сдвига. При меньших, чем τ_0 , напряжениях такие жидкости ведут себя, как твёрдые тела, а при больших – как ньютоновская жидкость, для которой напряжение сдвига равно $\tau - \tau_0$. Для вязкопластичных жидкостей зависимость напряжения от скорости сдвига описывается уравнением Шведова-Бингама:

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|, \quad (1.2.2)$$

где η – пластическая вязкость (аналог динамической вязкости при $\tau_0 \neq 0$).

Для псевдопластичных и дилатантных жидкостей в широком диапазоне изменения скорости сдвига применяется степенная зависимость напряжения от скорости сдвига:

$$\tau = K \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|^n, \quad (1.2.3)$$

где K и n – постоянные для данной жидкости коэффициенты. Коэффициент K называется характеристикой консистентности, а n – индексом течения.

Исходя из характера кривых течения можно отметить, что для псевдопластиков $n < 1$, а для дилатантных жидкостей $n > 1$. Кроме того, уравнение кривой течения ньютоновских жидкостей представляет собой частный случай уравнения (1.2.2), когда $K = \mu$, а $n = 1$. Следовательно, физический смысл коэффициентов следующий: K – коэффициент, характеризующий вязкость жидкости; n – показатель степени, характеризующий меру отклонения поведения жидкости от ньютоновского.

Зависимости (1.2.1, 1.2.2, 1.2.3) обобщаются уравнением Балкли-Гершеля:

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|^n. \quad (1.2.4)$$

Кривые течения 2 и 3 на рис. 4 характерны для парафинистых нефтей и нефтепродуктов. При высоких температурах они ведут себя как ньютоновские жидкости.

Таким образом, чтобы охарактеризовать реологические параметры неньютоновских нефтей необходимо дополнительно знать такие величины как начальное напряжение сдвига, пластическая вязкость, характеристика консистенции и индекс течения.

Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей (вязкость, напряжения сдвига, температура застывания), оказывающие непосредственное влияние на процесс их перекачки, во многом зависят от компонентного состава.

Парафин, содержащийся в нефти, способствует при понижении температуры структурообразованию и проявлению неньютоновских свойств. Из кристаллов парафина образуется пространственная структурная сетка коагуляционного типа, которая иммобилизует жидкую фазу. Таким образом, нефть приобретает свойства гелеобразных систем. Дальнейшее понижение температуры приводит к полной потере подвижности – «застыванию» нефти. При повышении содержания парафина в нефти её реологические свойства ухудшаются, и процесс структурообразования смещается в сторону более высоких температур [18].

Также на процесс структурообразования и повышения вязкости при понижении температуры существенно влияют содержащиеся в нефти смолы и асфальтены.

Смолы – высокополярные поверхностно-активные вещества с молекулярной массой 500-1200 и выше. В смолах содержится основное количество кислородных, сернистых и азотистых соединений нефти. Асфальтены по строению близки к нефтяным смолам, но их молекулярная масса в 2-3 раза выше. Они представляют собой твёрдые аморфные вещества тёмного цвета. Плотность асфальтенов и смол равняется или больше 1.

Смолы и асфальтены препятствуют образованию кристаллической структуры. Асфальто-смолистые вещества, адсорбируясь на гранях кристаллов,

подавляют их рост [21]. Некоторые смолы, имеющие длинные алкильные цепи, проявляют объёмное действие. Они образуют смешанные кристаллы с парафинами и изменяют их структуру. Смолы распределяются между двумя фазами, таким образом разрыхляя кристаллическую структуру и изменяя строение кристаллов парафина. Однако асфальтены и смолы способны препятствовать структурообразованию при содержании их в парафинистой нефти до определённого процента. В противном случае асфальтосмолистые вещества, являясь тяжёлыми компонентами, увеличивают вязкость нефти [18]. Следовательно, асфальтены и смолы, при малом содержании в парафинистой нефти, являются депрессаторами, а при больших концентрациях способствуют увеличению вязкости нефти.

Значительная доля нефтяных месторождения России относится к классу малопарафинистых высокосмолистых. Поэтому разработка и использование технологий, которые будут обеспечивать оптимальные реологические свойства транспортируемой высоковязкой нефти, могут оказаться экономически эффективными.

2 АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Трубопроводный транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов имеет многочисленные проблемы: значительные потери энергии на трение, путевой подогрев, необходимость пуско-остановочных операций вследствие сложного физико-химического состава перекачиваемых продуктов и неблагоприятных реологических свойств, которые меняются в зависимости от режима течения, температуры и т.п.

Известно значительное число методов и способов перекачки аномальных нефтей. Однако из-за огромного разнообразия характеристик нефтей, климатических и геокриологических условий, в которых работают трубопроводы, их протяжённости и производительности каждый отдельный способ обладает своими недостатками, поэтому в настоящее время не существует универсальной технологии, которая смогла бы обеспечить рациональную транспортировку всех высоковязких и высокозастывающих нефтей. Поэтому в каждом отдельном случае выбор способа перекачки является сложной задачей и должен быть обоснован технико-экономически.

Условная классификация всех способов и методов перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов представлена на рис. 5 [1].



Рисунок 5 – Способы транспорта высоковязких нефтей

2.1 «Горячая» перекачка

Способ «горячей» перекачки получил наибольшее распространение для магистральных нефтепроводов. Он предусматривает нагрев нефти перед ее закачкой в трубопровод и периодический подогрев нефти по мере ее остывания в процессе движения. Принципиальная схема такой перекачки следующая (рис. 6).

Нефть из промысла по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк 2 головной перекачивающей станции. В резервуарах расположены подогревательные устройства, которые поддерживают температуру, позволяющую выкачать нефть подпорными насосами 3.

Нефть, прокачиваемая подпорными насосами через дополнительные подогреватели, подаётся на прием магистральных насосов 5. Магистральными насосами нефть закачивается в магистральный трубопровод 6.

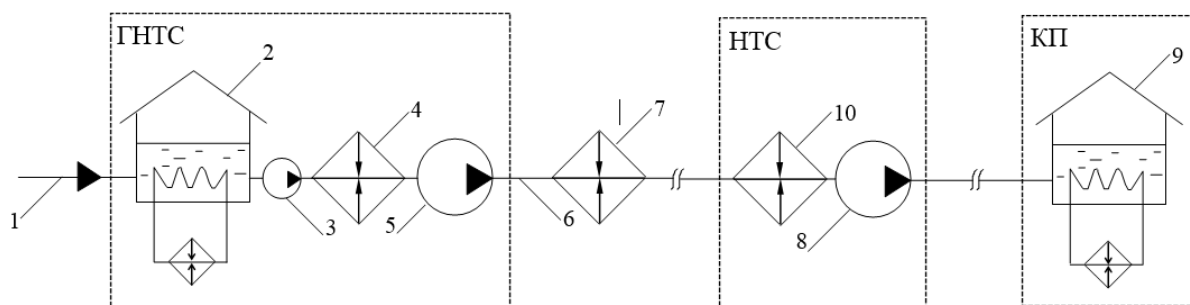


Рисунок 6 – Принципиальная технологическая схема «горячей перекачки»

- 1 – подводящий трубопровод; 2, 9 – резервуары; 3 – подводящий насос;
4, 7, 10 – дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5, 8 – основные насосы; ГНТС – головная насосно-тепловая станция;
НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт

Остывающая по мере движения за счет теплообмена с окружающей средой нефть проходит через пункты подогрева 7, которые установлены по трассе трубопровода через каждые 25...100 км. Далее нефть попадает на промежуточную насосную станцию 8, где также установлены подогреватели и

все повторяется снова. В итоге нефть попадает в резервуары 9 конечного пункта, также оборудованных системой подогрева.

Насосные станции «горячего» трубопровода имеют такое же оборудование, как обычные. Температура транспортируемой жидкости достаточно высока, чтобы среда была текучей, но не превышает 100 °С. Это позволяет осуществлять оптимальную перекачку.

«Горячую» перекачку высоковязких нефтей и нефтепродуктов обеспечивают поршневые и центробежные насосы. К достоинствам поршневых насосов относятся большая высота всасывания (6...7,5 м), простота конструкции, однако они малопроизводительны, их подача неравномерна.

Преимущественно применяются поршневые насосы марки НТ-45. Этот насос имеет 3 цилиндра двойного действия, подачу – 160 м³/ч при 75 об/мин; давление нагнетания при нормальной эксплуатации 6,0 МПа; максимальное рабочее давление, которое насос может выдержать кратковременно (до 40 мин) – 7,5 МПа. Насос приводится в действие от электродвигателя или двигателя внутреннего сгорания. Он используется для проталкивания застывшей нефти в трубопроводе.

Наиболее широкое применение на нефтепроводах имеют центробежные насосы. Их к.п.д. при перекачке подогретых жидкостей составляет 75...80 %. При «горячей» перекачке, как и при обычной, используются технологическая система обвязки с последовательной установкой 2...3 рабочих и одного резервного агрегатов [11].

Целесообразнее устанавливать центробежный насос после теплообменных агрегатов, поскольку повышенная вязкость перекачиваемой жидкости снижают напор и к.п.д. центробежного насоса и способствуют росту потребляемой мощности. Но очень большое гидравлическое сопротивление коммуникаций на всасывающей линии часто не позволяет осуществить такое расположение. В результате насосу не хватает подпора, возникает кавитация. В связи с этим на крупных нефтепроводах подпорные и основные насосы устанавливаются перед теплообменными аппаратами и перекачивают охлажденную нефть повышенной вязкости.

На магистральных «горячих» трубопроводах применяются паровые и огневые подогреватели. Принципиальная схема радиантно-конвекционной печи Г9ПО2В показана на рис. 7.

Печь имеет металлический каркас 1, разделённый на 2 зоны: радиантную I и конвекционную II. Радиантная зона поделена на две части стенкой 2 из огнеупорного кирпича, размещенной вдоль оси печи. В нижней части печи установлены по шесть форсунок 3 с воздушным распылением топлива. Топливом может являться транспортируемая нефть или газообразная смесь.

В радиантной зоне печи на кронштейнах расположены трубы змеевика 4. Нефть течёт по змеевику и нагревается за счет лучистой энергии факела. Затем продукты сгорания попадают в конвективную зону, нагрев текущей по трубкам нефти осуществляется за счет конвекции. В конце концов через дымовую трубу 5 продукты сгорания выбрасываются в атмосферу.

Регулирование тяги в печи осуществляется с помощью шиберы 6. Стены печи покрыты снаружи тепловой изоляцией, а изнутри огнеупорной обмуровкой.

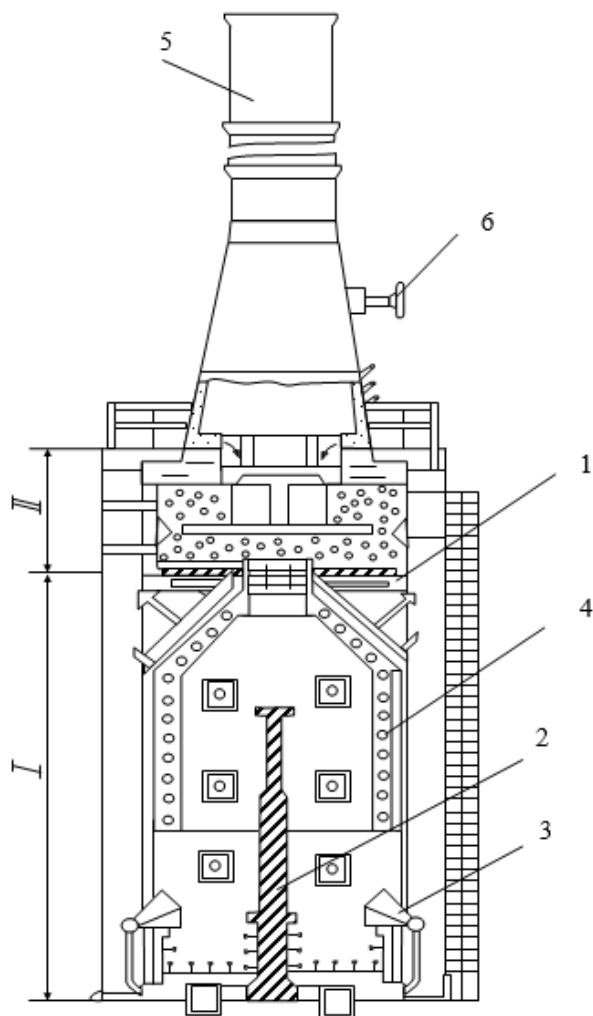


Рисунок 7 – Принципиальная схема радиантно-конвекционной печи

ГЭПОВ:

1 – металлический каркас; 2 – разделительная стенка; 3 – форсунки; 4 – трубы змеевика для нефти; 5 – дымовая труба; 6 – шибер;

I – радиантная зона; II – конвекционная зона

Высота печи без дымовой трубы достигает 10,5 м. Пропускная способность - 600 м³/ч. Нефть нагревается с 30 до 65 °С. Максимальное рабочее давление нефти на входе в змеевик не должно превышать 6,5 МПа. Теплопроизводительность печи составляет 10500 кВт, а к.п.д. достигает 0,77 (фактически 0,5), что свидетельствует о её высокой тепловой эффективности.

Существует несколько методов транспортировки высоковязких нефтей с подогревом. Для коротких (чаще нефтебазовых) трубопроводов применяют варианты электроподогрева:

- путём пропуска электрического тока по телу трубы;
- применяя электронагревательные элементы в виде специальных кабелей и лент.

При прямом электроподогреве трубы к изолированному участку нефтепровода подсоединяется источник переменного тока. При прохождении электрического тока согласно эффекту Джоуля выделяется тепло и происходит равномерный нагрев стенок трубопровода и находящегося в нем продукта. Источником питания, как правило, являются однофазные трансформаторы, напряжение которых согласно технике безопасности должно составлять 12...36 В. Максимальная длина трубопровода, обогреваемого от одного источника питания, равна 1200 м. Трубопровод больше длины разбивается на несколько самостоятельных участков, к каждому из которых подводится питание. Стоимость такой электрической системы подогрева значительно возрастает за счет большого числа пунктов питания и длины соединительных проводов. Использование данного метода сдерживается и по техническим причинам: нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта, чтобы предотвратить большие утечки тока.

Электронагревательные элементы в виде кабелей и лент получили большее распространение. Кабели высокого сопротивления обладают термостойкой электроизоляцией и защитой от механических повреждений. Энергопотребление такого нагревательного кабеля составляет около 100 Вт на 1 м трубы. Прокладка нагреваемого кабеля внутри трубы более эффективна, чем снаружи, так как все тепло идет на разогрев нефти. К недостаткам греющих кабелей относятся неравномерность нагрева трубы по периметру, что приводит к необходимости поддерживать на кабеле высокую температуру. Мощность, потребляемая греющим кабелем, достигает 4000 кВт, а обогреваемая длина 13,2 км.

Чаще для электроподогрева труб применяются электронагревательные ленты. Лента шириной 25...80 мм, длиной активной части от 3 до 40 м и толщиной 1,5 мм наматывается на трубопровод и его фасонные части. Чтобы сократить тепловые потери трубопровод с гибкой лентой покрывается теплоизоляцией.

К преимуществам электроподогрева перед нагревом теплоносителями можно отнести: более высокий к.п.д., лёгкость монтажа, возможность регулирования температуры в широких пределах, компактность, возможность работы подогревателя по любому временному графику (например, только в случае остановки трубопровода). Однако данный метод влечёт за собой высокие эксплуатационные затраты. Поэтому для магистральных нефтепроводов его внедрение сдерживается. Возможно использование электроподогрева в комбинации с другими методами («горячая» перекачка, перекачка с разбавителями и т.д.) [4]

Таким образом, «горячая» перекачка является наиболее распространенным способом транспорта высоковязких нефтей и, несмотря на ряд отрицательных сторон, служит эталоном при проведении технико-экономических расчётов для выбора какого-либо способа перекачки.

2.2 Гидроперекачка

Суть метода гидротранспорта высоковязких нефтей заключается в совместной перекачке нефти и воды. Вода, контактируя со стенками трубы, снижает гидравлические потери.

Одним из самых простых способов является перекачка вязкой нефти внутри водяного кольца. Создают подобные кольца 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. 8 а), подачей воды через кольцевые муфты с тангенциальными отверстиями, расположенными перпендикулярно потоку нефти (рис. 8 б), прокладкой нефтепровода с перфорированными стенками внутри трубопровода большего диаметра и прокачкой воды между ними (рис. 8 в).

Некоторое распространение получили лишь первые два способа создания кольцевого слоя воды.

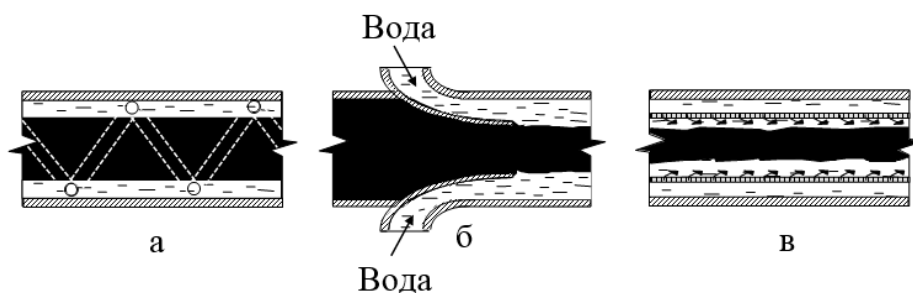


Рисунок 8 – Гидроперекачка нефти внутри водяного кольца

а – с применением винтовой нарезки; б – с применением кольцевых муфт;

в – с использованием перфорированного трубопровода

С увеличением дальности перекачки происходит резкое увеличение перепада давления в трубопроводе. Это происходит из-за неизбежного гравитационного расслоения нефти и воды

Существует другой способ гидротранспорта. При смешении высоковязкой нефти и воды в определённой пропорции образуется эмульсия типа «нефть в воде». Водяная плёнка, которой окружены частицы нефти, препятствует контакту нефти с внутренней поверхностью трубы (рис. 9 а).

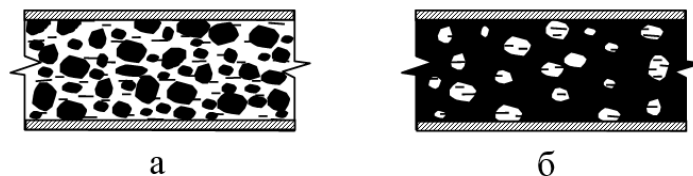


Рисунок 9 – Гидроперекачка в виде эмульсии

а – типа «нефть в воде»; б – типа «вода в нефти»

Чтобы стабилизировать эмульсии и придать стенкам трубопровода гидрофильные свойства, в них добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Оптимальное количество водного раствора ПАВ обычно берётся равным 30-35% объёма перекачиваемого вязкого продукта [4].

Уменьшение объёма воды в смеси отрицательно влияет на устойчивость эмульсии. Увеличение объёма транспортируемой воды повышает устойчивость эмульсии, но влечёт за собой лишние энергозатраты на перекачку балласта [3].

При использовании данного способа гидроперекачки возникает опасность инверсии фаз, т.е. превращения эмульсии типа «нефть в воде» в эмульсию типа «вода в нефти» (рис. 9 б), при изменении скорости или температуры перекачки. К недостаткам также относится явление диспергирования фаз в насосах с образованием трудноразрушаемых эмульсий. Поэтому перекачка водонефтяных эмульсий по трубопроводам с промежуточными насосными станциями также нежелательно.

По этому способу гидротранспорта работает индонезийский нефтепровод Танджуанг – Баликпапан диаметров 500 мм и длиной 238 км.

Следующий способ гидроперекачки – транспортировка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока (рис. 10).

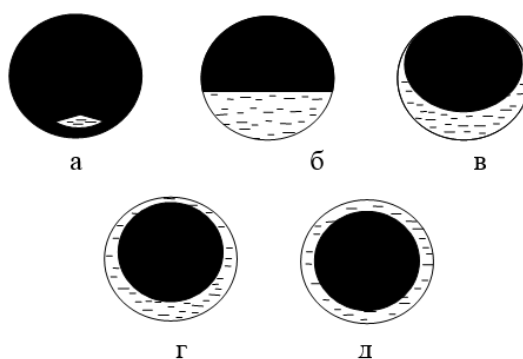


Рисунок 10 – Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачки нефти и воды

а – линзовая; б – раздельная с плоской границей; в – раздельная с криволинейной границей; г – кольцевая эоцентричная; д – кольцевая центричная

Суть метода в том, что между нефтью и водой образуется плоская граница раздела. Часть периметра трубы контактирует с менее вязкой водой, производительность трубопровода увеличивается, перепад давления уменьшается. На самом деле совместное течение нефти и воды без искусственного вмешательства характеризуется несколькими структурными формами течения, переходящими одна в другую по мере изменения скорости. Такой способ гидроперекачки применяется только на коротких трубопроводах. Например, нефтепровод Коштар-Ляльмикар в Узбекистане диаметром 200 мм и длиной 26 км.

2.3 Использование жидких углеводородных разбавителей

Разбавители способствуют существенному снижению вязкости и температуры застывания нефти. Это достигается путём понижения концентрации парафина в смеси, который растворяют лёгкие фракции разбавителя. При наличии в маловязкой жидкости, используемой в качестве разбавителя, асфальтосмолистых веществ происходит процесс их адсорбации на поверхности кристаллов парафина, что препятствует образованию прочной структурной решетки.

Метод перекачки высоковязких нефтей в смеси с разбавителями применяется достаточно широко. Так на самарской базе в нефтепроводе «Дружба» практикуется смешение маловязкой нефти Поволжья и высокопарафинистой мангышлакской нефти.

Использование в качестве разбавителей маловязких нефтей наиболее целесообразно. Разбавление бензином и керосином не применяется из-за больших капитальных и эксплуатационных затрат на доставку их к

месторождению. На месторождениях, где добываются нефти разных свойств, можно добиться резкого снижения вязкости и температуры застывания смеси, разбавляя высоковязкие нефти маловязкими. И, таким образом, облегчить перекачку.

В общем случае тип разбавителя выбирается исходя из расчёта суммарных затрат на получение, доставку и смешение разбавителя, а также транспортировку смеси. Кроме того, смешивая высокопарафинистые нефти с маловязкими, можно получить смеси заранее определённого состава и стабилизировать таким образом работу нефтепровода [2].

Реологические свойства нефтяной смеси во многом зависят от температуры смешиваемых компонентов. Для получения гомогенной смеси смешение производится при температуре на 3...5 градусов выше температуры застывания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешения эффективность разбавителя в значительной степени уменьшается, что может привести к расслоению смеси.

2.4 Перекачка газонасыщенных нефтей

Двухфазный транспорт углеводородных жидкостей и газов осуществляется за счет пластового давления. Однако вследствие высоких потерь на трение этого давления хватает чтобы обеспечить перекачку не более, чем на 100 км.

Сущность технологии перекачки газонасыщенных нефтей состоит в поддержании на последней ступени сепарации давления большего, чем атмосферное. Таким образом, в нефти сохраняется в растворенном состоянии большая часть тяжелых, наиболее ценных компонентов нефтяного газа, а затем обеспечивают такое давление в нефтепроводе, при котором ни в одной его точке растворенный газ не выделялся из нефти.

При обычном способе перекачки (рис. 11) после извлечения из пласта 1, обезвоженная и обессоленная нефть проходит дегазацию в несколько ступеней (на схеме их три). Первая ступень сепарации 3 имеет давление около 2 МПа. Выделяющийся при этом газ состоит в основном из метана. На второй ступени

сепарации 4 поддерживается давление 0,6...0,8 МПа, а газ состоит из метана и его гомологов.

На третьей ступени сепарации 5 поддерживается давление, лишь немного превышающее атмосферное (0,105 МПа). При этом из нефти выделяется практически весь растворенный газ, на 30...40% по массе состоящий из пропана и более тяжелых углеводородов.

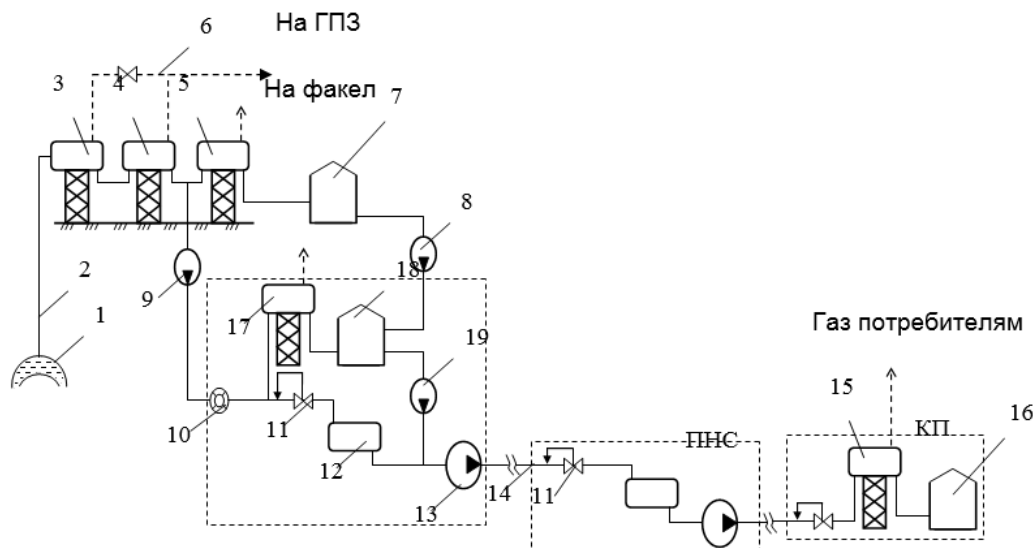


Рисунок 11 – Технологическая схема перекачки газонасыщенных нефтей

1 – нефтяной пласт; 2 – скважина; 3 – сепаратор 1-й ступени; 4 – сепаратор 2-й ступени; 5 – сепаратор 3-й ступени; 6 – газопровод; 7 – промысловый резервуар; 8, 9 – насос; 10 – счётчик; 11 – регулятор давления типа «до себя»; 12 – буферная ёмкость; 13 – магистральный насос; 14 – магистральный нефтепровод; 15 – концевая сепарационная установка; 16 – резервуар конечного пункта; 17 – аварийный сепаратор; 18 – резервуар ГНС; 19 – подпорный насос

Наибольшие трудности возникают при транспортировании газа последней ступени сепарации, так как при компримировании происходит частичная конденсация и образуется двухфазный поток. Разгазированная нефть самотёком поступает в резервуар 7, откуда насосом 8 откачивается на головную перекачивающую станцию (ГНС) магистрального нефтепровода.

Принципиальная схема получения и перекачки газонасыщенных нефтей по магистральным трубопроводам представлена на рис. 11.

Чтобы предотвратить потери нефтяного газа последней ступени сепарации жидкая фаза после 2-й ступени сепарации насосом 9 через счетчик 10 подается на площадку головной перекачивающей станции. Подпор, создаваемый насосом 9, обеспечивает устойчивую работу магистральных насосов 13. Таким образом газонасыщенная нефть закачивается в магистральный трубопровод 14. Перекачка ведётся по системе «из насоса в насос» таким образом, чтобы ни в одной точке трубопровода давление не опускалось ниже давления насыщения, при котором газ начинает выделяться из нефти. Для этого служат регуляторы давления 11 типа «до себя». На конечном пункте (КП) магистрального трубопровода нефть полностью разгазирруется на концевой сепарационной установке 15, после чего газ сдается потребителям, а нефть самотёком поступает в резервуары 16. Здесь производится её коммерческий учет.

К опасностям при перекачке газонасыщенных нефтей относится срыв работы центробежных насосов при попадании в них выделившихся в результате отклонения от проектного режима растворённого газа. Чтобы аварийную ситуацию на входе в насосные устанавливают буферные ёмкости, предназначенные для отделения свободного газа от нефти.

В случае остановки магистрального нефтепровода газонасыщенную нефть разгазируют в аварийном сепараторе 17 и направляют в резервуары 18. Из резервуаров дегазированная нефть откачивается подпорными насосами 19.

К преимуществам данного метода перекачки следует отнести возможность утилизации нефтяного газа, увеличение коэффициента загрузки нефтепровода, снижение загрязнения окружающей среды. Однако, чтобы обеспечить нормальную работу насосов необходимо либо отбирать перед их входом весь нерастворённый газ, либо создавать на перекачивающих станциях запас давления, обеспечивающий транспорт газонасыщенной нефти в однофазном состоянии по всей длине нефтепровода, что влечёт за собой дополнительные материальные затраты. Также существует опасность разгазирования нефти при остановках трубопровода и образования газовых пробок [18].

Известна технология транспорта методом насыщения нефти инертными газами. Нефть насосами подаётся в теплообменник, охлаждающего её до температуры, несколько меньшей температуры, при которой начинают образовываться парафинистые структуры. Затем охлаждённая нефть насыщается инертным газом и пропускается через диафрагму, где подвергается воздействию высоких напряжений сдвига. В результате такой обработки структуры парафина разрушаются и образовывается газовая плёнка на его кристаллах, которая препятствует агрегации и растворению парафина в нефти. Недостатки данного метода приблизительно такие же, как и у технологии перекачки нефтей, насыщенных нефтяным газом. Кроме того, на начальном пункте трубопровода необходимо создавать значительные запасы инертного газа.

2.5 Регулирование реологических свойств вязких нефтей комплексными методами

Сущность *метода механического воздействия* состоит в повышении вязкости нефти до образования в ней парафинистой структуры, которую затем разрушают механическим путём. Смолы и асфальтены, которые содержатся в нефти, препятствуют повторному образованию парафиновой структуры [12].

Для разрушения парафиновых структур могут применяться специальные мешалки, устройства для виброобработки, диафрагмы и т.д.

Устройства для виброобработки нефтей (рис. 13) имеют в своей конструкции сито, контактирующее с нефтью, вибратор, приводящий сито в колебательное движение, и трубопровод. Иногда практикуется воздействие вибратора на трубопровод без применения сит.

Устройство для откачки высоковязкой нефти из резервуаров (земляных амбаров) имеет в своём составе (рис. 13 а) сито 1 в виде полусферы, жёстко закреплённое с помощью пояса 2 на вибраторе 3. Вибратор 3 трубопроводом 4 соединяется с насосом для откачки нефти.

Виброобработка производится виброситом с размером ячеек от 1,5 до 8 мм в течение 1...5 минут при частоте колебаний 20...250 Гц. Экспериментальным путём установлено, что при частотах колебаний менее 20 Гц разрушение

структуры парафина в нефти до мелкодисперсного состояния не происходит, а при частотах свыше 250 Гц вибросито вырывает застывшую нефть кусками и разбрасывает по поверхности, не успевая разрушить структуру в ней.

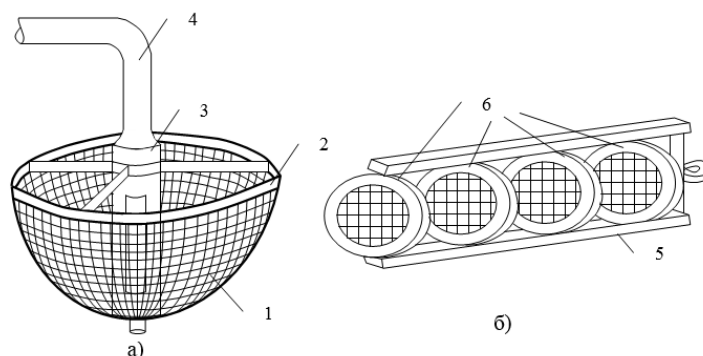


Рисунок 13 – Устройства для выработки высокопарафинистой нефти:

а – в резервуарах и земляных амбарах; б – в трубопроводе;

1 – сито; 2 – пояс; 3 – вибратор; 4 – трубопровод для откачки суспензии; 5 – каркас; 6 – кольца с сетками

После включения вибратора 3 и при температуре нефти на 5...10 градусов ниже температуры застывания его погружают в нефть. Нефть проходит через ячейки вибросита, парафинистая структура разрушается и образующаяся суспензия через отверстия в корпусе вибратора попадает во всасывающий трубопровод 4.

Для разрушения парафинистой структуры внутри трубопровода используется устройство (рис. 13 б), состоящее из каркаса 1, с закреплёнными внутри кольцами с сетками 2. Виброобработка происходит в том же режиме, что в устройстве, рассмотренном ранее. Каркас устройства совершает возвратно-поступательные движения вдоль направления движения потока, разрушая при этом структуру парафина.

Парафинистая структура способна восстанавливаться с течением времени. Для этого требуется от нескольких часов до нескольких суток (в зависимости от состава нефти). Содержание асфальтенов в нефти напрямую влияет на продолжительность восстановления структуры. Это связано с явлением адсорбции молекул асфальтенов на поверхности кристаллов парафина.

Однако превышение некоторой оптимальной концентрации асфальтенов в нефти приводит к её загущению и возрастанию вязкости [5].

Применение *депрессорных присадок (депрессаторов)* – один из перспективных и выгодных способов улучшения реологических свойств высоковязкой нефти. Депрессаторами называют вещества, уменьшающие температуру застывания, вязкость и предельное напряжение сдвига парафинистой нефти.

Асфальто-смолистые вещества, которые содержащиеся в нефти могут быть использованы в качестве природных депрессаторов. Поэтому одним из способов улучшения реологических свойств высоковязких нефтей является добавка к ним продуктов, богатых асфальто-смолистыми веществами – гудрона, битума и др. [20]

Значительно большего эффекта можно добиться, применяя специально полученные присадки. К эффективным депрессаторам относятся отечественные присадки ДН-1, ПМА-Д, ВЭС-50И, Азамет, ТюмИИ7М представляющие собой полимерные поверхностно-активные вещества, а также присадки производства США: ВИСКО 5351, ЕСА 4242 и т.д. Эти присадки имеют в своём составе 60% углеводородной и 40% сложноэфирной фракции. Углеводородная фракция в депрессаторе выступает в роли разбавителя, облегчая растворение в нефти сложноэфирной фракции, и на вязкость сама по себе не действует. Присадка ЕСА 4242 успешно прошла промышленные испытания на горячем нефтепроводе Узень – Гурьев – Ухта. В результате длительного изучения установлены группы полимеров, способные служить депрессаторами и состоящие из:

- этилена и α -олефинов, молекулы которых содержат от 3 до 10 атомов углерода;
- сополимера этилена и сложного винилового эфира жирной кислоты, имеющего молекулярный вес 1000-3000;
- аморфного насыщенного этиленпропиленового термополимера, состоящего из этилена, пропилена и высокомолекулярного олефина, содержащего от 5 до 30 атомов углерода и другие реагенты подобного состава [4].

Также практикуется смешение депрессорной присадки с иллиминирующими её агентами – шестичленными гетероциклическими соединениями с атомами кислорода (например, диоксаном).

Для обеспечения должного эффекта от обработки нефти присадками, их вводят в нефть при температуре 60...70 °С. При этой температуре основная масса твердых парафинов находится в растворенном состоянии. При температурах ниже температуры кристаллизации парафина, эффект от обработки нефти присадкой будет низким. Согласно [14] количество вводимого депрессатора должно определяться на основании реологических исследований, выполненных в лабораторных условиях, а также по результатам опробования в промышленных условиях и указываться в технологической карте НПС.

В [17] предложен способ введения депрессорной добавки в парафинистую нефть, включающий растворение присадки в углеводородном растворителе и смешивание полученного раствора с нефтью, при этом в качестве присадки используют сэвилен, а в качестве углеводородного растворителя используют дизельное топливо. Сначала осуществляют приготовления раствора присадки. Для этого используют сэвилен в виде гранул, которые с помощью смесителя смешивают с дизельным топливом, нагретым до температуры 65-70°С в соотношении 16-18 мас.% сэвилена и 82-84 мас.% дизельного топлива.

После полного растворения гранул полученный раствор дозировочными насосными агрегатами вводят в поток перекачиваемой парафинистой нефти, нагретой до температуры 50-55°С. При этом раствор вводят в нефть из расчета 25-35 г активного вещества (сэвилена) на 1 т нефти. Технический результат - обеспечение реологических свойств обработанной нефти, повышение экономичности способа.

К факторам, влияющим на эффективность действия присадок, относятся также интенсивность перемешивания (режим течения) и темп охлаждения нефти. Реологические свойства обработанной нефти, охлаждающейся при турбулентном режиме течения, значительно хуже, чем при ламинарном.

На сегодняшний день отсутствует универсальная присадка, которая могла бы быть пригодной для всех высоковязких или хотя бы большой группы нефтей [10].

Большое внимание уделяется разработке комплексов обработки нефти *кавитационным воздействием*. Под кавитацией в жидкости понимают образование заполненных паром и газом полостей или пузырьков при локальном понижении давления в жидкости до давления насыщенных паров. Различают гидродинамическую кавитацию, возникающую за счет местного понижения давления в потоке жидкости при обтекании твердого тела, и акустическую кавитацию, возникающую при прохождении через жидкость акустических колебаний.

Акустическая кавитация является эффективным средством концентрации энергии звуковой волны низкой плотности в высокую плотность энергии, связанную с пульсациями и захлопыванием кавитационных пузырьков [15]. Процесс образования кавитационного пузырька выглядит следующим образом. В фазе разрежения акустической волны в жидкости образуется разрыв в виде полости, которая заполняется насыщенным паром данной жидкости. В фазе сжатия под действием повышенного давления и сил поверхностного натяжения полость захлопывается, а пар конденсируется на границе раздела фаз. Через стены полости в нее диффундирует растворенный в жидкости газ, который затем подвергается сильному адиабатическому сжатию.

В момент схлопывания, давление и температура газа достигают 100 МПа и 10000 °С. После схлопывания полости в окружающей жидкости распространяется сферическая ударная волна, быстро затухающая в пространстве.

Кавитационная обработка жидкости способствует ее активации, изменяет ее физико-химические свойства, интенсифицирует химико-технологические процессы. Кавитация приводит к глубоким структурным изменениям в молекулярном составе углеводородов, повышает степень дисперсности асфальтенов. Под воздействием кавитации происходит разрыв С-С связи в

молекулах парафина, что означает изменение их физико-химических свойств: уменьшение молекулярного веса и температуры кристаллизации.

Среди генераторов кавитации можно выделить гидродинамические, электродинамические, пьезоэлектрические и магнитострикционные.

В ультразвуковом диапазоне наибольшее распространение получили пьезоэлектрические и магнитострикционные генераторы кавитации. В них используется прямой магнитострикционный и пьезоэлектрический эффект в переменных магнитных и электрических полях. Для передачи ультразвуковых колебаний от преобразователя к обрабатываемым веществам используются специальные трансформирующие и согласующие устройства (концентраторы, пластины и др.), заканчивающиеся излучающей поверхностью.

Принцип действия импульсного электроразрядного излучателя основан на электрогидравлическом эффекте, который заключается в генерации ударных волн в жидкости при ее пробое. Протекание электрического разряда в жидкости (электрогидравлического удара) вызывает сложный комплекс явлений: ионизацию и разложение молекул в плазме канала и возле него, световое излучение канала разряда, ударные волны, интенсивное ультразвуковое излучение, образование и пульсацию газового пузыря, кавитационные процессы, импульсные магнитные поля.

В гидродинамических кавитаторах типа роторных импульсных аппаратов, в основном, реализуется гидродинамическое воздействие за счет развитой турбулентности, пульсаций давления и скорости потока жидкости, интенсивной кавитации, ударных волн и вторичных нелинейных акустических эффектов.

Эффект кавитации можно усилить сочетанием кавитационных генераторов различного типа. Благоприятно сказывается генерирование колебаний с разными частотами, отличающихся друг от друга на порядок и выше. Это обусловлено тем, что для возбуждения зародыша кавитации определенного радиуса необходимо генерировать колебания на определенной частоте. Чем меньше размеры зародышей кавитации, тем выше должна быть частота и тем выше должно быть акустическое давление, вызывающее кавитацию.

Обработка нефти электрическим и магнитным полями может дать значительное улучшение ее реологических свойств. Установка для обработки магнитным полем представляет собой группу последовательно установленных на трубопроводе электромагнитов. При воздействии магнитного поля протекают рекомбинационные процессы, связанные с диссоциацией и ассоциацией с участием высокомолекулярных фрагментов смолистых компонентов. Электрическое поле воздействует на парафины и асфальтены, которые объединяются в частицы микроразмера [22].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В ходе выполнения данной работы был выполнен обзор литературы о перекачке высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам и оценке их эффективности. Базовым методом до сих пор является «горячая» перекачка, при которой продукт первоначально нагревается до температуры на 10-15 градусов выше температуры плавления парафина и транспортируется по трубопроводу с повышенной теплоизоляцией. К этому методу можно отнести и путевой подогрев нефтепродукта теплоспутниками, электроподогревом, строительство промежуточных насосно-тепловых станций.

Способы гидроперекачки с применением ПАВ или без них, а также перекачка газонасыщенных нефтей довольно сложны.

К категории действенных приёмов, улучшающих транспортабельные свойства вязких нефтей, следует отнести регулирование реологических свойств продукта комплексными методами воздействия, такими как: термообработка, смешение с маловязкими разбавителями, применение депрессаторов.

Технологический расчёт показал, что при прочих равных условиях, перекачка с подогревом экономически эффективнее, чем перекачка с разбавителем. Заключение было сделано на основе расчёта количества насосных (и тепловых) станций, необходимых для обеспечения перекачки.

В результате экономического анализа были определены общие капитальные вложения, необходимые для строительства НПС, которые составили 5014,11 млн. руб., а также общие эксплуатационные расходы, составившие 262,3 млн. руб. в год.

Были проанализированы присутствующие в рабочей зоне вредные и опасные факторы в условиях открытой местности. Объектом исследования выбрана установка магнитной обработки нефти, которая устанавливается на трубопровод после установок подогрева нефти. Также был произведён расчёт заземляющего устройства для данной установки, определены монтажные параметры заземлителя и его конструкция.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблемы отложения парафинов и асфальтосмолистых веществ в процессе транспорта высоковязких нефтей продолжают оставаться актуальными.

Высокое содержание парафинов, смол, асфальтенов, образование высоковязких эмульсий значительно ухудшает реологические свойства продукта и приводит к необходимости применения специфических способов перекачки.

В конечном счёте, выбор способа перекачки, метода улучшения реологических свойств перекачиваемого продукта базируется на индивидуальных физико-химических характеристиках продуктов и требует определённой исследовательской работы, как в лабораторных условиях, так и на полупромышленных установках.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамзон Л.С. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей / Л.С. Абрамзон, В.Е. Губин, В.Н. Дегтярев // В кн.: ТНТО Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 92 с.
2. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными растворителями / Р.А. Алиев, Э.М. Блейхер – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.
3. Асатурян А.Ш. Гидротранспорт вязких нефтей по трубопроводам / А.Ш. Асатурян, В.И. Черников // Нефтяное хозяйство. 1965. – №7. – С. 83-86.
4. Банатов В.В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия. – Тюмень, 2003. – 164 с.
5. Влияние механических воздействий на физические свойства высоковязкой нефти / З.С.Салимов [и др.]. // Химия и технология топлив и масел. – 2001. – №6. – С. 22-23
6. ВППБ 01-05-99. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть».
7. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
8. ГОСТ 12.1.101-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
9. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2006. – 12 с.
10. Мастобаев Б.Н., Хайбуллин Р.Я., Арменский Е.А. Влияние асфальтосмолистых веществ на процесс парафинизации нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1981. – №8. – С. 9-10.

- 11.Новоселов В.Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки: Учебное пособие / В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак. – Уфа: Изд. УНИ, 1998. – 108 с.
- 12.Панов Ю.С. Технология перекачки высоковязких нефтей, включая северные районы // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1987. – №5. – С. 36-38.
- 13.Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменения их свойств // Нефтегазовое дело. – 2006. – №1. – С. 1-32.
- 14.РД 153-39.4.-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
- 15.Розенцвайг А.Г., Тронов В.П., Исмагилов И.Х. Особенности эксплуатации промысловых систем сбора высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – 1980. – №2. – С. 55-58.
- 16.СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях.
- 17.Способ введения депрессорной присадки в парафинистую нефть: патент Рос. Федерация № 2508393; заявл. 20.11.12, опубл. 27.02.14 Бюл. №6. – 3 с.
- 18.Трясцин Р.А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом при пониженных температурах. – Тюмень, 2006. – 148 с.
- 19.Тугунов П.И., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для вузов – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с.
20. Челинцев С.Н., Иванов В.И., Тертерян Р.А. К вопросу о механизме действия депрессорной присадки к высокопарафинистым нефтям // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1982. – №6. – С. 7-8.
- 21.Черников В.И. Перекачка вязких и высокозастывающих нефтей. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 163 с.

22.Эффективность применения магнитных и электромагнитных полей на отложения парафина. – М.: Миннефтепром, ПечорНИПИНефть, 1990.