



**РАХИМОВ БОБОМУРОД РУСТАМОВИЧ** - Доктор философии по техническим наукам (PhD). Старший преподаватель кафедры "Нефтегазовое дело" Бухарского инженерно-технологического института. Автор более 40 научных работ, в том числе 1 учебный пособие, 2 авторских свидетельства, 30 зарубежных статей и тезисов. В настоящее время в соответствии с требованиями системы высшего образования проводит лекции и практические занятия для студентов бакалавриатуры и магистратуры.



**ОЧИЛОВ АБДУРАХИМ АБДУРАСУЛОВИЧ** - Доктор философии по техническим наукам (PhD). Доцент кафедры "Нефтегазовое дело" Бухарского инженерно-технологического института. Автор более 70 научных работ, в том числе 4 учебных пособия, 8 авторских свидетельства, 60 зарубежных статей и тезисов. В настоящее время в соответствии с требованиями системы высшего образования проводит лекции и практические занятия для студентов бакалавриатуры и магистратуры.



**АДИЗОВ БОБИРЖОН ЗАМИРОВИЧ** - Ведущий научный сотрудник лаборатории «Коллоидная химия», Института общей и неорганической химии АН РУз, доктор технических наук. Автор более 100 научных работ, из них 2 монографии, 1 патент, 1 учебник, 1 методическое пособие, более 40 статей. В настоящее время активно участвует в исследовательских работах по темам: «Разработка композиции деэмульгаторов для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий», «Разработка ПАВ для понижения вязкости и повышение текучести тяжелых нефтей» и «Разработка комплексных очистных адсорбентов для очистки промышленных сточных вод от загрязняющих веществ».



**АБДУРАХИМОВ САИДАКЪАР АБДУРАХМАНОВИЧ** - Бывший главный научный сотрудник лаборатории «Коллоидная химия», Института общей и неорганической химии АН РУз, доктор технических наук, профессор. Автор более 400 научных работ, из них 10 монографий, 12 патентов, 3 учебника, 5 методических пособий, более 300 статей. Активно участвовал в исследовательских работах по темам: «Разработка новых типов буровых растворов», «Разработка композиции деэмульгаторов для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий», «Разработка ПАВ для понижения вязкости и повышение текучести тяжелых нефтей», «Разработка комплексных очистных адсорбентов для очистки промышленных сточных вод от загрязняющих веществ» и создание нового поколения реагентов для закрепления песков и почвогрунтов.

**Б.Р. Рахимов, Б.З. Адизов, А.А.Очилов,  
С.А. Абдурахимов**



# ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПАВ, СНИЖАЮЩИХ ВЯЗКОСТЬ МЕСТНЫХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

Монография



ISBN 978-9943-9077-2-3



9 789943 907723

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО  
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
УЗБЕКИСТАН**

**Б.Р. Рахимов, Б.З. Адизов, А.А.Очиллов,  
С.А. Абдурахимов**

**ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПАВ,  
СНИЖАЮЩИХ ВЯЗКОСТЬ  
МЕСТНЫХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ**

**Бухара-2022  
Издательство «Дурдона»**

26.343.1

66.067.16:665.71

Т 38

**Б.Р. Рахимов, Б.З. Адизов, А.А.Очилов, С.А. Абдурахимов**

Технология получения ПАВ, снижающих вязкость местных тяжелых нефтей [Текст] : монография / Б.Р. Рахимов, Б.З. Адизов, А.А. Очилов, С.А. Абдурахимов – Бухара «Дурдона» Издательство, 2022. 148

**ББК 26.343.1**

**УДК 66.067.16:665.71**

**Ответственный редактор:**

Дустов Х.Б. – доктор химических наук, профессор

**Рецензенты:**

Фозилов С.Ф. – доктор технических наук, профессор

Эшметов И.Д. – доктор технических наук, профессор

В монографии изложены результаты научно-исследовательских работ по технологии получения поверхностно активных-веществ на основе вторичного сырья масложирового производства для снижения вязкости нефтей при транспортировке их по трубопроводу. В частности, научно-обоснована целесообразность использования местных сырьевых ресурсов и отходов для получения понизителей высоковязких нефтей, представлены роль технологических факторов на текучесть высоковязких нефтей при использовании синтезированных понизителей вязкостей, а также информация по определению оптимальных технологических режимов повышения текучести высоковязких нефтей при использовании созданных понизителей вязкости. Установлена роль термодинамических и гидродинамических факторов на технологические показатели рассматриваемых процессов, а также оптимальные условия их применения. Разработаны научно обоснованные рекомендации по технологии получения и применения понизителей вязкости тяжелых нефтей при транспортировке по трубопроводам на промыслах.

Монография предназначена для научных работников, ученых и магистров нефтегазовой промышленности и других смежных отраслей экономики.

*Монография рекомендована на публикацию советом Бухарского Инженерно-Технологического института 17.02.2022 года. Протокол №9*

**ISBN 978-9943-8077-2-3**

**© Б.Р. Рахимов, Б.З. Адизов,  
А.А.Очилов, С.А. Абдурахимов.**

## ВВЕДЕНИЕ

Проблема транспортировки высоковязких и тяжелых нефтей по трубопроводам занимает важное значение, т.к. вязкость углеводородов тесно зависит от их состава и образования твёрдых веществ. Парафины, церезины, механические примеси, смолы, асфальтены и другие соединения способны значительно понизить вязкость транспортируемых по трубопроводу нефтей, особенно тяжелого типа. Для снижения вязкости аномальных нефтей на практике испробованы ряд мылоподобных ПАВ типа соапстока, омыленных жирных кислот и др. Такое положение продиктовано наличием природных и синтетических ПАВ в данных регионах.

В практике для снижения вязкостей нефтей с различным содержанием твёрдых веществ применяются известны в синтезированные понизители вязкости тяжелых нефтей на основе химических реагентов или природных соединений. Поэтому, в этом направлении необходимо обосновать научно-технические решения по выбору сырьевых ресурсов для получения понизителей вязкостей тяжелых нефтей различного состава, созданию способа получения понизителей вязкости тяжелых нефтей на основе подобранных местных сырьевых ресурсов, разработке технологии применения синтезированных ПАВ при снижении вязкости тяжелых нефтей.

Настоящая монография в определенной степени служит выполнению задач, предусмотренных в Указах Президента Республики Узбекистан №4707 от 4 марта 2015 года «О программе мер по обеспечению преобразований, модернизации и

диверсификации производства на 2015-2019 годы» и №УП-4947 от 7 февраля 2017 года «Стратегия действий по пяти приоритетным направлениям развития Республики Узбекистан в 2017-2021 годах», а также в других нормативно – правовых документах, принятых в данной сфере.

Научным исследованием по созданию понизителей вязкости тяжелых нефтей на основе применения местных сырьевых ресурсов и отходов занимаются: Ф.И.Рябова, А.К.Мановян, О.Ф.Глаголева, В.М.Капустин, С.А.Ахметова, Б.Н.Хамидов, Г.Р.Норметова, М.П.Юнусов, М.Ф.Абидова, М.П.Абидов, О.С.Салимов, С.А.Абдурахимов, А.С.Султанов, Д.М.Мирсабуров, О.К.Рахмонов и др.

Для понижения вязкости тяжелых нефтей с различными физико-химическими свойствами предложены ряд композиции на основе местных сырьевых ресурсов и отходов масложировой и химической промышленности. Данные понизители вязкости имеют специальные составы и свойства, которые целенаправленно способны регулировать образования твёрдых фаз в транспортируемых по трубопроводу нефтях.

За последние годы уделяется большое внимание созданию композиции понизителей высоковязких нефтей универсального типа, которые способны понижать вязкости нефтей с высоким содержанием парафина, церезина, механических примесей, серы, смолянистых асфальтеновых веществ и др.

Конечно, из природных понизителей вязкости тяжелых нефтей наиболее широкодоступными являются свободные жирные

кислоты, соапстоки и другие мылоподобные вещества, а из синтетических моющие ПАВ со сложными физико-химическими свойствами. Поэтому создание композиции понизителей вязкостей в каждом конкретном случае осуществляется с учётом индивидуального состава из свойств, транспортируемых по трубопроводу нефтей, что является важной научно-практической задачей нефтедобывающей промышленности.

В данной монографии научно-обоснована целесообразность использования местных сырьевых ресурсов и отходов для получения понизителей высоковязких нефтей, приведены информации по получению понизителей высоковязких нефтей обеспечивающих их высокую текучесть по трубопроводам различной формы и диаметра. Выявлены влияния технологических факторов на текучесть высоковязких нефтей при использовании синтезированных понизителей вязкостей и определены оптимальные технологические режимы повышения текучести высоковязких нефтей при использовании созданных понизителей вязкости. Созданы композиции, повышающие текучесть высоковязких нефтей по трубопроводам с использованием смесей фосфолипидов и триацилглицеридов, доказана эффективность применения композиции понизителей вязкостей нефтей по трубопроводам различной конфигурации, получена технико-экономическая эффективность использования разработанных композиций при транспортировке высоковязких нефтей по трубопроводам.

На основе полученных научных результатов по понижению

вязкостей местных тяжелых нефтей по созданным композициям на основе вторичного сырья и отходов масложировой промышленности, испытан на практике способ получения понизителей высоковязких нефтей на основе местных сырьевых ресурсов, это дало возможность расширить ассортимент понизителей вязкостей высоковязких нефтей, получаемых на основе местных сырьевых ресурсов. Технология применения разработанных понизителей высоковязких нефтей с использованием созданных ПАВ, что дало возможность повысить текучесть высоковязких нефтей с использованием местных понизителей. Технология применения композиции, повышающей текучесть местных тяжелых нефтей, дало возможность создать и использовать композицию повышающей текучесть тяжелых нефтей по трубопроводам в 2-3 раза.

## **ГЛАВА I. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПОНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДУ**

Интенсивное развитие добычи и транспортировки высоковязких нефтей диктует необходимость поиска эффективных понизителей вязкостей на основе использования дешёвых местных сырьевых ресурсов и отходов промышленного производства. В мире большое количество нефтей относится к высоковязким, и их транспортировка во многих странах решается с учётом возможностей использования местных сырьевых ресурсов.

В Узбекистане данный вопрос пока решается за счет импорта дорогостоящих поверхностно активных веществ, завозимых из дальних стран с существенными транспортными и таможенными затратами. Поэтому, себестоимость транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводам все ещё находится на высоком уровне и требует ближайшего решения за счет вторичного сырья и отходов промышленности.

Текучесть высоковязких нефтей характеризует их состояние с точки зрения реологии, структурообразования и др., например, парафин и церезин являются одним из главных элементов, препятствующих интенсивной транспортировке нефтей по трубопроводам за счет образования в них сопротивления осадка.

Вторым не менее важным фактором повышения вязкости нефтей считается смолисто асфальтены, которые трудно удаляются с внутренней поверхностей трубопроводов.

Третьим не менее важным параметром, характеризующим высокую вязкостью нефтей считаются дисперсные механические примеси, сера и др.

Следовательно, изучение индивидуального состава и свойств нефтей подвергаемых транспортировки по трубопроводу является важным этапом поиска оптимальных способов и условий их транспортировки по трубопроводам. Комплексная оценка для подбора понизителей вязкости также требует использования специальной методики оптимизации технологических параметров транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу.

### **1.1. Составы и свойства транспортируемых высоковязких и тяжелых нефтей**

Нефть относится к классу реальных жидкостей, которые сжимаемы, имеют температурное расширение, оказывают сопротивление растягивающим и сдвигающим усилиям и обладают определенной вязкостью. Внутреннее трение - это свойство текучих тел оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой.

Известно, что состав и содержание различных сопутствующих углеводороду компонентов обуславливает реологические показатели, в т.ч. текучесть нефти.

Если учесть, что нефть добывают из-под земли в различных местах земного шара, то станет понятно, что она образовалась при различных условиях: температуре, давлении, составе минералов в окружающих её земных пластах, воды и прочих. Поэтому вполне объяснимо, что нефть различных месторождений отличается по

своим физико-химическим и реологическим свойствам, обусловленным её составом и природой происхождения [2-7].

Нефть представляет собой сложную смесь органических и неорганических соединений. В её составе обнаружены сотни углеводородов различного строения, многочисленные гетероорганические соединения и др. Полностью разделить такую смесь на индивидуальные соединения невозможно определяют преимущественно только фракционный состав. Выкипающие до  $350^{\circ}\text{C}$  при давлении, несколько превышающее атмосферное, называют светлыми. В Яркской нефти Республика Коми светлых фракций -18,8% в Самотлорской (Западная Сибирь) -58,8%. Мазут и полученные из него фракции называют темными. Содержание углерода в нефти 83-87%, а водорода 11,5-14%. Так же содержится азот, кислород, сера [8]. В нефтях обнаружены углеводороды почти всех гомологических рядов, за исключением алканов. Известны нефти с повышенным содержанием алканов, циклоалканов (нефтенов) и аренов [67-72].

В настоящее время в мире более 2/3 часть добываемой нефти извлекается в виде водонефтяной эмульсии (ВНЭ), которые имеют различную степень устойчивости [9].

На начальном этапе разработки нефтяных месторождений, как правило, добыча нефти происходит из фонтанирующих скважин практически без воды. Далее, на каждом месторождении наступает такой период, когда из пласта вместе с нефтью извлекается вода сначала в малых, а затем все в больших количествах [10]. Пластовые воды, поступающие из скважин различных

месторождений, могут значительно отличаться по химическому и бактериологическому составу [11].

При извлечении смеси нефти с пластовой водой образуется эмульсия, которую следует рассматривать как механическую смесь двух нерастворимых жидкостей, одна из которых распределяется в объеме другой в виде капель различных размеров [12].

Наличие воды в нефти приводит к удорожанию его транспорта в связи с возрастающими объёмами транспортируемой жидкости и увеличением её вязкости. Наличие в нефти даже 0,1% воды приводит к интенсивному вспениванию её в ректификационных колоннах нефтеперерабатывающих заводов, что нарушает технологические режимы переработки и, кроме того, загрязняет конденсационную линию [13].

Эти и другие причины указывают на необходимость рациональной подготовки нефти к транспорту и переработке путем его максимального обезвоживания и обессоливания, а также разгазирования, т.е. стабилизации [13].

По сведениям [14] в пластовых условиях ВНЭ не образуются. Образование эмульсий уже начинается при движении нефти к устью скважины и продолжается при дальнейшем движении по промысловым коммуникациям, т.е. эмульсии образуются там, где происходит непрерывное турбулентное перемешивание нефти и воды. Причем, интенсивность образования эмульсий в скважине во многом зависит от способа добычи нефти, который в свою очередь определяется характером месторождения, периодом его эксплуатации и физико-химическими свойствами самой нефти [15].

Авторы [16] отмечают, что интенсивность перемешивания нефти с водой в подъемных трубах скважины увеличивается из – за выделенных растворенных газов при снижении давления ниже давления насыщения, что приводит к образованию эмульсий уже на ранней стадии турбулентного движения смеси нефти с водой.

При глубинно-насосной добыче нефти [17] эмульгирование происходит в клапанных коробках, самих клапанах, в цилиндре насоса, в подъемных трубах при возвратно – поступательном движении насосных штанг.

По сведению [18] при использовании электропогружных насосов перемешивание воды с нефтью происходит на рабочих колесах и в подъемных трубах. В компрессорных скважинах причины образования эмульсий те же, что и при фонтанной добыче нефти [19].

Следует отметить, что особенно отрицательно влияет воздух, закачиваемый в скважину вместо газа, который окисляет часть тяжелых углеводородов и образует асфальто-смолистые вещества, обеспечивающие эмульсии высокую устойчивость.

ВНЭ состоит из двух жидких фаз – внешней непрерывной и внутренней прерывной. Внутренняя фаза (вода) находится в виде мельчайших капель (глобул) и называется дисперсной фазой. Внешнюю принято называть дисперсионной средой [20].

Различают два типа эмульсий: гидрофильная - “нефть в воде” (Н/В) и гидрофобная - “вода в нефти” (В/Н). В первом случае нефтяные капли образуют дисперсную фазу, распределенную в

объеме водной среды, во втором – капли воды образуют дисперсную фазу в нефтяной среде [21].

Образование эмульсий прежде всего связано с диспергированием одной из фаз и образованием межфазных граничных слоев дисперсной системы, а также с поверхностным натяжением, т.е. силой с которой жидкость сопротивляется при увеличении своей поверхности [22].

ПАВ обладают способностью понижать поверхностное натяжение в межфазном слое, т.к. они избирательно растворяются в одной из фаз – дисперсионной среды, концентрируются на границе раздела фаз и образуют там адсорбционный слой в виде бронирующей плёнки. Снижение поверхностного натяжения при этом способствует увеличению дисперсности глобул воды [23].

Вещества, способствующие образованию и стабилизации ВНЭ называются эмульгаторами, и наоборот, – разрушающие эмульсию за счет вытеснения последнего из межфазных слоев – деэмульгаторами [24]. Смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты и ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные органические примеси, сопутствующие нефти, т.е. полярные вещества обычно могут служить эмульгаторами [25]. В образовании устойчивых ВНЭ принимают участие также парафины и церезины [26]. На практике [27] чаще образуются гидрофобные эмульсии, в которых в качестве эмульгаторов действуют смолы, асфальтеновые вещества, соли органических кислот и т.п. Особенно наличие солей нафтеновых кислот и асфальто –

смолистых веществ приводит к образованию эмульсий, отличающихся высокой устойчивостью [28].

ВНЭ характеризуются вязкостью, дисперсностью, плотностью, электрическими свойствами и агрегативной устойчивостью. Их вязкость обычно изменяется в широких пределах и зависит от собственной вязкости нефти, температуры, соотношения нефти и воды. ВНЭ, являясь дисперсными системами, при определенных условиях обладают аномальными свойствами, т.е. они являются неньютоновскими жидкостями и характеризуются кажущейся (эффективной) вязкостью [29].

Дисперсность эмульсии определяется степенью раздробленности капель дисперсной фазы в дисперсионной среде, которая характеризуется одной из трех взаимосвязанных величин: диаметром капель ( $d$ ), обратной величиной диаметра капель ( $D=1/d$ ), обычно называемой дисперсностью, удельной межфазной поверхностью, которая определяется отношением суммарной поверхности частиц к их общему объему [30].

На практике размеры капель дисперсных фаз ВНЭ могут быть самыми разными и колеблются в пределах от 0,1 мкм до нескольких десятых миллиметра. Поэтому, ВНЭ относятся к полидисперсным системам [31].

Известно, что устойчивость ВНЭ в большей степени зависит от состава компонентов, входящих в защитную оболочку, которая образуется на поверхности капли (глобулы) воды. Кроме того, состав пластовой воды существенно влияет на устойчивость ВНЭ. Так, по химическому составу пластовая вода подразделяется на две

группы: жесткую, которая содержит хлоркальциевые или хлоркальциевомагниевого соединения, щелочную или гидрокарбонатнонатриевую. Увеличение кислотности пластовой воды приводит к получению более устойчивых ВНЭ [32].

Сложность процесса подготовки нефти к транспортировке и перегонке обуславливается следующими факторами: разнообразием физико – химических свойств нефтей и пластовых вод, значительной обводненностью нефти, высокой минерализацией водной фазы эмульсии, особенностями технологического процесса деэмульгирования и разнообразием применяемой для этого аппаратуры [33].

Сегодня используемые на практике с целью повышения добычи нефти методы и приемы увеличения нефтеотдачи пластов, путем закачки в продуктивные горизонты растворов ПАВ, углекислоты, полимерных растворов, мицеллярных систем, вызывают изменения состава и свойств стабилизаторов образующихся эмульсий [34]. Высокая устойчивость ВНЭ связана с повышением содержания в них дисперсных механических примесей.

Увеличение обводнённости добываемых нефтей и транспортирование по трубопроводам даже малообводненных нефтяных эмульсий вызывают необходимость защиты от коррозии трубопроводов линий сбора нефти, а также водоводов дренажных вод и установок подготовки нефти [35].

ВНЭ стабилизируется адсорбционными пленками, которые являются физическим барьером контакта между

диспергированными глобулами воды. Эти пленки состоят из сложных по составу природных эмульгаторов нефти, которые действуют в сочетании с неактивными компонентами. Главными компонентами граничной пленки являются: комплексы порфирина, асфальтены, смолы, ионы, минеральные частицы (глина, ил, песок, соли), микрокристаллы парафина и церезина [36]. По данным [37] толщина этих пленок (так называемых бронирующих оболочек) в равновесии составляет до 300 Å. По сведениям [38] толщина граничных пленок, образованных асфальтеновой фракцией, составляет 800 Å, они полимолекулярны и состоят из полярных веществ, на которых осаждаются минеральные и алифатические вещества с длинной цепью.

В работе [39] методом низкотемпературного травления получена картина структурных образований поверхности раздела в промысловой ВНЭ. При этом отмечались ровные поверхности границы раздела фаз, особенно со стороны эмульгированной воды. Со стороны нефтяной фазы наблюдалась зернистая поверхность. Предполагается, что эти зерна представляют собой сгустки или мицеллы асфальтенов с размерами от 100 до 300 Å.

Как отмечается в работе [37], одним из компонентов в граничной пленке является комплекс порфирина. В сырых нефтях они содержатся в виде никельпорфирина или ванадийпорфирина, которые различаются полярностью, поверхностной активностью и обладают пленкообразующей способностью. Асфальтены являются главными составляющими стабилизаторов нефтяных эмульсий и они, концентрируясь на поверхности раздела фаз, образуют

защитную пленку. При более низких значениях рН они образуют упругие и прочные оболочки, а при более высоких значениях рН – формируют подвижные, более слабые пленки [37].

Смолы, находящиеся в сырой нефти, считаются слабыми органическими кислотами с более низкой по сравнению с асфальтенами молекулярной массой. При более высоких значениях рН смолы образуют более прочную пленку, чем при низких его значениях [39]. Качественная оценка асфальтенов и смол на свойства нефтяных эмульсий показана в табл. 1.1.

**Таблица 1.1**

**Изменение свойств ВНЭ в зависимости от содержания асфальтенов и смол [39]**

Содержание в нефти, %		Свойство эмульсии и её межфазного адсорбционного слоя	
Асфальтенов	Смол	Эмульсия	Адсорбционный слой
0-0,01	0-0,9	Нестабильная	Подвижный
0,05-0,1	9-10	Относительно Стабильная	Подвижный
0,7-2,4	5-12	Стабильная	Жесткий

Другими компонентами защитной пленки являются минеральные вещества и микрокристаллы порфирина, не проявляющие поверхностной активности. Они повышают вязкость защитной пленки и тем самым стабильность эмульсии [40].

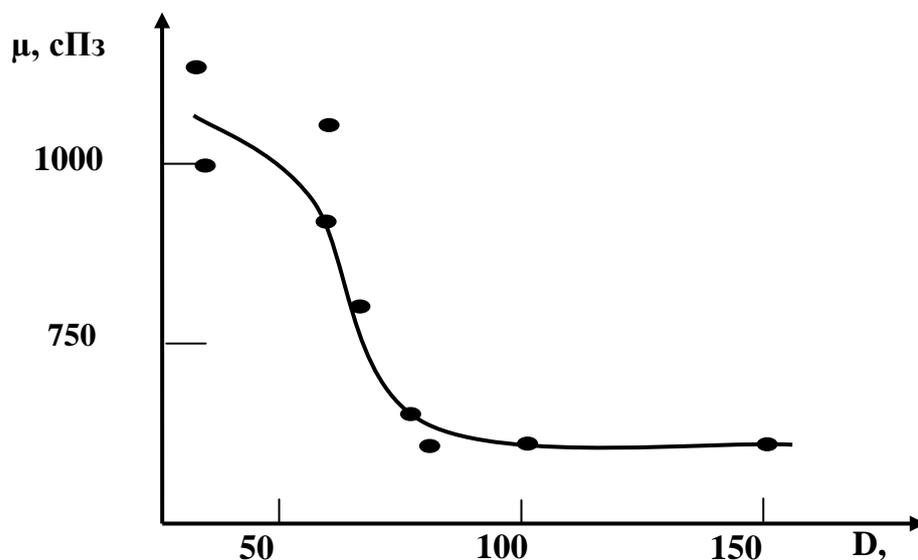
На устойчивость ВНЭ оказывают влияние также ионы, которые содержатся во всех пластовых водах и адсорбируются на

границе раздела фаз, образуя заряженный слой. В этом случае эмульсии несут на поверхности заряды, которые обуславливают отталкивание капель [41]. Такими компонентами пластовой воды являются хлориды натрия, магния и кальция, которые находятся обычно в соотношении 7:2:1, соответственно [42].

Если в сырой нефти стабилизаторами являются только мелкораздробленные нерастворимые твердые частицы, например, твердые микрокристаллы парафина, то образуется так называемая эмульсия Пикеринга, в которой мелкораздробленные твердые частицы больше смачиваются нефтью, чем водой. В таком случае коалесценция стимулируется добавлением деэмульгатора, обладающего высокой смачивающей способностью, в результате чего адсорбированная на твердом теле нефть вытесняется водой [43].

Полярные асфальтены и смолы показывают анионные свойства в щелочной среде и, наоборот, в кислой среде они проявляют катионные свойства [44].

В соответствии с кинетической теорией влияние дисперсности должно проявиться лишь тогда, когда расстояние между частицами (в понимании его как длины свободного пробега молекул в газе или клатратов, кластеров, ассоциатов в жидкости или капель, агломератов капель в эмульсии) окажется порядка размера частиц. Следовательно, явление можно наблюдать при высокой концентрации дисперсной фазы или при ее очень тонком измельчении [45].



**Рис. 1.1. Зависимость вязкости эмульсии (мПа·с) от максимального диаметра капель (мкм)**

Из рис. 1.1 следует, что уменьшение размеров капель до некоторой величины не влияет на вязкость. После достижения порогового значения (зависящего, в свою очередь, от объемной концентрации дисперсной фазы) дальнейшее уменьшение размера капель ведет к появлению и последующему усилению зависимости вязкости от размера капель [35]. Для оценки вязкости используется эмпирические уравнения. А. Эйнштейн предложил следующую формулу:

$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{н}}(1 + 2,5V) \quad (1.1)$$

где:  $V$  – объемная доля воды в эмульсии.

Эта формула справедлива при низких концентрациях диспергированного вещества (воды) [35; С. 38-39].

Формула Тейлора: 
$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{н}} \left( 1 + 2,5 \times \frac{\mu_{\text{в}} + \frac{2}{5\mu_{\text{н}}}}{\mu_{\text{в}} + \mu_{\text{н}}} \right) \quad (1.2)$$

Плотность эмульсии – величина почти аддитивная, поэтому рассчитывается относительно легко исходя из значений плотностей нефти и воды с учетом их процентного содержания [35].

$$\rho_{\text{э}} = \frac{1}{\frac{0,01g}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1-0,01g}{\rho_{\text{н}}}} \quad (1.3)$$

Где:  $\rho_{\text{э}}$ ,  $\rho_{\text{н}}$ ,  $\rho_{\text{в}}$  – соответственно плотности эмульсии, нефти и воды;

$g$  – массовая доля воды в эмульсии:

$$g = \frac{g_0}{1 - 0,01X} \quad (1.4)$$

где:  $g_0$  – массовая доля чистой воды в эмульсии;

$X$  – содержание растворенных солей в воде, % масс.

Если известна плотность пластовой воды, плотность добываемой нефти и плотность образованной эмульсии, то обводненность можно определить [35].

$$W = \frac{\rho_{\text{в}}(\rho_{\text{э}} - \rho_{\text{н}})}{\rho_{\text{э}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})} \times 100, \% \text{ масс} \quad (1.5)$$

Электрические свойства эмульсий. Нефть и вода в чистом виде – диэлектрики. Проводимость нефти  $10^{-10}$  -  $10^{-15}$  (Ом·см)<sup>-1</sup>, воды  $10^{-7}$  -  $10^{-8}$  (Ом·см)<sup>-1</sup>. Однако даже при незначительном содержании в воде растворенных солей или кислот электропроводность ее увеличивается в десятки раз. Поэтому электропроводность нефтяной эмульсии обуславливается не только количеством содержащейся воды и степенью ее дисперсности, но и количеством растворенных в этой воде солей и кислот [35]. Экспериментально установлено, что в нефтяных эмульсиях, помещенных в электрическом поле, капельки воды располагаются

вдоль его силовых линий, что приводит к резкому увеличению электропроводимости этих эмульсии. Явление это объясняется тем, что капельки воды имеют приблизительно в 40 раз большую диэлектрическую проницаемость, чем капельки нефти ( $\epsilon=2$ ) [35].

Свойства капельки воды располагаться в эмульсиях вдоль силовых линий электрического поля и послужило основной причиной использования этого метода для разрушения нефтяных эмульсий [46].

Устойчивость промышленной ВНЭ может быть результатом образования на каплях эмульгированной воды так называемых темных плёнок Перриншена [47], которые образуются нефтерастворимыми ПАВ при условии прочного присоединения поверхностно-активных молекул к поверхности раздела с формированием адсорбционного слоя вследствие гидратации полярных групп.

Одним из условий действия ПАВ как эмульгатора является превалирование диаметра полярной группы его молекулы над диаметром капилляра для прямых эмульсий и, наоборот, отставание размера диаметра полярной группы от диаметра капилляра для обратных эмульсий. Благодаря этому, ПАВ искривляет поверхность в сторону непрерывной фазы [48].

Эмульгаторы накапливаются (адсорбируются) на границе раздела фаз и притом тем в большей степени, чем сильнее понижается поверхностное натяжение в их присутствии. Это важное положение коллоидной химии можно проиллюстрировать многочисленными примерами. Вместе с тем, оно полностью

разъясняет ту весьма существенную роль, которую играют эмульгаторы при образовании разного рода устойчивых эмульсий [49].

Стабильность эмульсий зависит не только от способности эмульгатора понижать поверхностное натяжение на поверхности раздела данных жидкостей. Так, например, мыла масляно – нафтеновых кислот (кислотное число 145) при концентрации 0,01 моль/л понижают поверхностное натяжение на границе «бензол – вода» примерно в 2 раза и образуют весьма стойкую эмульсию. Напротив, мыла керасино – нафтеновых кислот (кислотное число 315) при концентрации 0,5 моль/л, хотя и снижают поверхностное натяжение на той же границе более чем в 5 раз, однако не образуют сколько – небудь прочной эмульсии. Очевидно, устойчивость эмульсии зависит не только от снижения поверхностного натяжения на границе двух жидкостей, решающую роль здесь играет также прочность образующейся защитной пленки [50].

Безусловно, при стабилизации эмульсии геометрия ПАВ играет значительную роль.

Появление на межфазной поверхности относительно больше ПАВ способствует тому, что молекулы эмульгатора утрачивают свою прежнюю ориентацию и способность стабилизировать нефтяную фазу, т.е. разрушение эмульсии происходит не в результате химической реакции, а в результате физического процесса [50].

В водных растворах неионогенные вещества типа полиэтиленгликолевая образуют гидраты вследствие появления

водородной связи между атомами водорода молекул воды и эфирными кислородными атомами ПАВ. Гидратированная молекула приобретает способность растворяться в воде и при этом в незначительной степени диссоциирует на ионы [41].

Таким образом, можно сказать, что сырые нефти содержат ряд природных органических и неорганических веществ, способных стабилизировать ВНЭ из-за проявления ими поверхностной активности. Причем, эти вещества сильно отличаются друг от друга как по природе, так и по их содержанию в нефти, поэтому под их воздействием образуются ВНЭ разной устойчивости.

## **1.2. Научно-технические основы транспортировки нефтей по трубопроводам**

В свою очередь, реальные жидкости в зависимости от характера изменения вязкости при изменении величины напряжения сдвига подразделяются на ньютоновские и неньютоновские [51-53]. У ньютоновских жидкостей величина вязкости неизменна при постоянных температуре и давлении. Они подчиняются основному закону внутреннего трения Ньютона [51]:

$$\tau = \mu \frac{d\vartheta}{dy} = \mu\gamma \quad (1.6)$$

где:  $\tau$  – напряжение внутреннего трения, Па;  
 $\mu$  – динамическая вязкость, Пас;  $\vartheta$  – скорость сдвига (течения) жидкости, м/с;  $y$  – координата на оси, перпендикулярной направлению течения (сдвига), м;  $\gamma = \frac{d\vartheta}{dy}$  – градиент скорости, с<sup>-1</sup>.

Величина  $\varphi = 1/\mu$  называется текучестью изучаемой жидкости. Знак минус в уравнении (1.6) объясняется тем, что нормаль направлена в сторону уменьшения скорости движения.

Неньютоновскими или аномальными, называются жидкости (например, нефть) которые не подчиняются основному закону внутреннего трения Ньютона [51]. Структура неньютоновских жидкостей определяется характером взаимодействия их частиц. При отклонении этих жидкостей от равновесия структура таких жидкостей нарушается, а их свойства зависят от прилагаемых усилий и скорости деформации. Законы деформации и движения неньютоновских жидкостей составляют предмет и задачи науки, которую называют реологией. Обычно реологические свойства неньютоновских жидкостей определяют экспериментально. Основной характеристикой неньютоновских жидкостей являются так называемые кривые течения или реологические кривые, изображающие графическую зависимость между градиентом скорости течения жидкости  $\gamma$  и возникающим в ней касательным напряжением или напряжением сдвига  $\tau$  [51, 52]. Кривые течения могут быть построены на основании обработки данных, получаемых в результате проведения специальных исследований. Обычно для этих целей применяют ротационные вискозиметры [52]. Существуют различные методы проведения подобных исследований. Но все они имеют много общего и заключаются в следующем: один из цилиндров вискозиметра приводится во вращение и вызывает (благодаря вязкости) относительное движение (сдвиг) вязкой жидкости, находящейся в кольцевом

межцилиндрическом пространстве. Вследствие этого на поверхности обоих цилиндров, как и в жидкости (между отдельными её слоями) возникают касательные напряжения, приводящие к появлению крутящего момента, воспринимаемого вторым цилиндром [51, 52].

Кривые течения псевдопластичных и дилатантных жидкостей хорошо описываются степенной зависимостью следующего вида:

$$\tau = K * \gamma^n \quad (1.7)$$

где:  $k$  и  $n$  – константы;  $k$  – мера консистенции жидкости (чем выше вязкость, тем больше значения  $k$ );  $n$  – характеристика степени неньютоновского поведения жидкости.

Чем больше значения  $n$  отличается от единицы (ньютоновская жидкость), тем сильнее проявляются её неньютоновские свойства; для псевдопластичной жидкости  $n < 1$ , для дилатантной  $n > 1$  [51, 52].

Для характеристики реологических свойств неньютоновских жидкостей часто вводят понятие эффективной кажущейся вязкости [52, 53]. Это некоторая условная характеристика, используемая при выполнении расчётов по обычным формулам гидравлики ньютоновских жидкостей. Она даже для данной жидкости не является постоянной величиной. Её значения зависят от градиента скорости  $\gamma$ , напряжения сдвига  $\tau$  и определяются на реограммах углами  $\beta$  наклона прямых соединяющих начало координат с точками кривой течения [8, 54]:

$$\mu_{\text{э}} = \text{ctg } \beta = \frac{\tau}{\gamma} \quad (1.8)$$

У псевдопластичных жидкостей эффективная вязкость  $\mu$  с увеличением  $\tau$  или  $\gamma$  уменьшается. Эти жидкости при течении как

бы разжимаются. У дилатантных жидкостей, наоборот, жидкости при течении загустевают. При этом значения вязкости определяются здесь только мгновенным состоянием сдвига.

Анализ реологических свойств высоковязких нефтей показывает, что их следует относить к неньютоновским жидкостям, имеющим особенности при транспортировке по трубопроводам. Прежде всего, это необходимо учитывать при разработке и эксплуатации внутрипроизводственных технологических схем транспортировки высоковязких нефтей [55].

При разработке схем внутрипроизводственной транспортировки нефтей по трубопроводам возникает необходимость исследования её закономерностей, связывающих характеристики процесса течения жидкостей [56-59].

Известно, что при течении идеальной жидкости по трубопроводу параметры процесса связаны следующим соотношением [60-62]:

$$V = A \vartheta t \quad (1.9)$$

где:  $V$  – объём протекшей жидкости,  $\text{м}^3$ ;  $t$  – время, за которое протекает данный объём жидкости, с;  $A$  – площадь поперечного течения трубы,  $\text{м}^2$ ;  $\vartheta$  – скорость течения жидкости, м/с (для вязкой жидкости  $\vartheta_{\text{сред}}$  – средняя скорость).

Реологические свойства нефти в первую очередь зависят от её химического состава и различны для каждого месторождения [63-65]. Поэтому при разработке новых месторождений нефти возникает необходимость исследования её реологических свойств для выдачи исходных данных к расчёту трубопроводов по

формулам прикладной гидромеханики [65]. В этом случае удобно пользоваться разработанными для каждого вида нефти моделями, по которым можно составить программу расчёта гидродинамических параметров нефти на ЭВМ определения средней скорости, расхода, коэффициента пластичности нефти, коэффициента сопротивления, перепада давления в трубопроводе и других. Все эти данные помогут установить закономерности процесса транспортировки вязкой нефти по трубам различного сечения с минимальными энергетическими затратами.

Одним из основных параметров, характеризующих физические свойства жидкостей (например, нефти) является вязкость, проявляющаяся как действие сил сопротивления при сдвиге течения. Вязкость  $\eta$ , входит в уравнение, которое связывает напряжение и скорость деформации сдвига, определяемое как закон трения Ньютона. Классификация неньютоновских жидкостей весьма подробно рассмотрена в литературе [51]. Класс жидкостей, подчиняющихся этому закону, носит название ньютоновского. Однако, имеется другой класс жидкостей, например, высоковязких нефтей не подчиняющихся этому закону, так называемых неньютоновскими [51, 52]. Он характеризуется тем, что вязкость их является функцией не только температуры, но и скорости сдвига. Рассмотрим некоторые реологические законы псевдопластических жидкостей, к которым, в частности, относятся высоковязкие нефти. Одним из наиболее распространенных реологических уравнений, описывающих неньютоновское поведение псевдопластических жидкостей является уравнение Оствальда-Де-Вилля [51]:

$$\tau = \eta \dot{\gamma}^n \quad (1.10)$$

где:  $\eta=I$  – жидкость течет как ньютоновская.

Однако уравнение (1.10) не описывает полную реологическую кривую течения высоковязкой нефти, а отражает лишь ее переходную ветвь [66, 67].

Другим реологическим законом, предложенным Эйрингом в работах [68, 69], является закон гиперболического синуса, полученный из кинетической теории жидкостей. Однако, и этот закон имеет лишь ограниченное применение в связи со сложностью описания полной кривой течения псевдопластических жидкостей.

Отсутствие количественной теории аномалии вязкостных свойств неньютоновских жидкостей и сложность аналитического подхода к описанию их течения привело к необходимости эмпирического или полуэмпирического рассмотрения течения таких веществ.

В этой связи, различными авторами [68-71] был предложен ряд уравнений, описывающих зависимость вязкости от параметров течения.

К таким относятся: трехпараметрическое и пятипараметрическое уравнения Пауэлла-Эйринга [69], уравнения Сили [72], Оддройда [74], Суттерби [68], Метера [67], Бюхе [42], Сприггса-Бирда [73], Уильямсона [76] и Эллиса [66].

Из этих уравнений лишь пятипараметрическое уравнение Пауэлла-Эйринга в большей степени приближения описывает поведение неньютоновских систем. По данным [70], отклонение составляет около 5%. Максимальная ошибка получается при

использовании уравнения Олдройда, которая по данным [68, 70, 71] достигает 40%, в то время, как уравнения Сили [72] 20-30%, Бюхе [75] 13%, Пауэлла-Эйринга [69] дает 14-19%, Метера [67] и Сприггса-Бирда [73] 9%, Суттерби [68] 4%, Уильямсона [76] 5%.

Таким образом, наилучшими из рассмотренных являются уравнения Уильямсона, Суттерби и Пауэлла-Эйринга. Однако, все эти модели имеют весьма ограниченное применение, т.к. недопустимо их использование за пределами той области деформирования, в которой они были проверены. Так, уравнение Сили пригодно лишь для низких и средних скоростей сдвига. Уравнения Пауэлла-Эйринга, Метера не дают сопоставимых результатов при средних скоростях сдвига и не приводятся к ньютоновской предельной вязкости. Метод Суттерби также недостаточно надежен и прост. Уравнение Сили справедливо лишь для частных случаев. Модели Сприггса-Бирда и Олдройда также справедливы в весьма узком диапазоне скоростей сдвига. Следует указать, что использование в качестве закона течения температурно-инвариантных зависимостей, аппроксимированных в логарифмических координатах линейно, позволяет получить своеобразный вариант степенного закона, отличающийся от соотношения Оствальда-Де-Вилля тем, что реологические константы здесь не зависят от температуры [77, 78]. Это существенно упрощает использование указанного соотношения. Не свободное от упомянутых выше недостатков, например, невозможность описания полной кривой течения, это уравнение удобно для использования в расчетных целях, ввиду его универсальности,

ограниченного числа реологических констант и доступности их экспериментального определения методами капиллярной вискозиметрии.

Следовательно, известные уравнения оценки вязкости оказываются, либо слишком сложными для технического применения, либо применимы лишь в узком диапазоне скоростей сдвига неньютоновских жидкостей.

Наиболее общим математическим описанием, в виде дифференциального уравнения движения вязкой жидкости, в классической механике сплошной среды является уравнение Навье-Стокса [79]. Однако для неньютоновских жидкостей оно становится неприменимым, вследствие изменения коэффициента вязкости в зависимости от гидродинамических условий течения потока.

В работе [80] была сделана попытка получения уравнения стационарного движения жидкости, подчиняющейся степенному закону. Однако это уравнение лишь весьма приближенно описывает движение неньютоновской жидкости. В другой работе [81] была рассмотрена задача об установившемся течении псевдопластичной жидкости в трубе прямоугольного сечения. Теоретическому исследованию течения неньютоновской жидкости посвящена работа [82]. Основываясь на обобщенном законе трения, в работе [83] была получена система дифференциальных уравнений движения неньютоновской жидкости в трехмерных координатах. В работах [84, 85] теоретически рассмотрена задача о течении псевдопластической на входном участке трубы круглого сечения.

Как видно, сложность теоретического подхода при решении задач гидродинамики неньютоновских жидкостей обусловила эмпирический и полуэмпирический подходы при решении проблем, связанных с их течением.

Высокопарафинистые и высокосмолистые нефти являются аномально-вязкими жидкостями. Одной из важных гидродинамических характеристик потоков таких жидкостей является их кинематическая характеристика, т.е. поперечный профиль скоростного поля, который определяется реологическими свойствами текущей среды, и степенью развитости течения, иначе говоря степенью сформированности скоростного поля по поперечному сечению трубы. Изучению процесса развития профиля скоростей на входном участке посвящено немало работ. Именно этот участок привлек внимание исследователей по технологическим и энергетическим соображениям. Многие из этих работ являются теоретическими. Так в работах [86, 87] применялись интегральные методы для решения уравнения пограничного слоя неньютоновской жидкости. Авторами [88] и [89] также получено приближительное решение уравнений движения для неньютоновских жидкостей. Теоретические исследования процесса развития профиля скоростей потоков неньютоновских жидкостей были проведены в работах [90-92]. Длина входного участка, на котором достигается значение осевой скорости около 90% от скорости развитого течения, определяется безразмерным параметром:

$$A = \frac{x}{R} \cdot \frac{1}{Re} \quad (1.11)$$

где:  $x$  – длина участка формирования профиля скоростей, м;

$R$  – радиус трубы, м.

Величина указанного параметра находится в пределах  $A=0,057 \div 0,130$ ; причем максимальное значение  $A$  соответствует неньютоновским жидкостям. Экспериментальное определение профилей скоростей, особенно в потоках неньютоновских жидкостей, требует разработки специальных методик соответствующих измерений.

Как видно, традиционным методом экспериментального измерения профиля скоростного поля потоков жидкостей является локальное определение скоростей частичек жидкости по поперечному сечению трубы, используя величину скоростного напора, оцениваемую введением в поток динамометрических трубок. Однако, как показано в работе [93], введение в поток неньютоновской жидкости трубки Пито существенно искажает структуру потока и его скоростное поле. Это связано с эластическими свойствами аномально-вязких жидкостей и соответственно наличием нормальных напряжений в потоке, а также некоторой их релаксационной «памятью» неньютоновских жидкостей, что в совокупности и отражается не только на общей картине течения, но и на профиле скоростного поля.

Поэтому, в настоящее время нет достаточно универсальной методики по исследованию поля скоростей течения неньютоновских жидкостей. Во всех случаях имеют место определенные погрешности, связанные с возмущением в структуре потока и изменением свойств транспортируемой жидкости.

Результаты изучения профилей скоростей стационарных потоков неньютоновских жидкостей показывают, что даже в области неньютоновского течения возможна удовлетворительная аппроксимация функции распределения скорости уравнением квадратичной параболы [94, 95]. Однако профили скоростей нередко отличаются от параболы, и меняют конфигурацию с изменением скорости сдвига [96]. Теоретическая форма профиля скоростей определяется принятым реологическим законом течения [51]. Здесь экспериментальная форма скоростного поля по поперечному сечению потока является важной реологической характеристикой, показывающей адекватность принятого реологического закона.

Данные относящиеся к участкам формирования профиля скоростей как указывалось выше, весьма противоречивы. Все вышеперечисленное диктует необходимость постановки дальнейших экспериментальных исследований процесса транспортировки неньютоновских жидкостей, например, высоковязких нефтей.

В процессе транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу определенную роль играют особенности их осциллирующего течения. Однако наличие различных эффектов, связанных с аномалией вязкостных свойств, вязкоэластичностью, характерным спектром времен релаксации и др., обуславливает более сложную картину их течения. В работе [97] экспериментально было рассмотрено осциллирующее течение нескольких вязкоэластичных жидкостей в круглой трубе,

охарактеризованных соответствующими спектрами времен релаксации. Используя метод визуализации, а также синхронной записи перепадов давления, установлено, что поведение вязкоэластических жидкостей, определенное по сдвигу фаз между осевым перемещением жидкости и перепадом давления, близко к поведению ньютоновских жидкостей при низких частотах  $\omega < 10 \text{ С}^{-1}$  а уже при  $\omega > 10 \cdot \text{С}^{-1}$  наблюдаются отклонения от ньютоновского поведения. При этом сдвиг фаз давления и осевого перемещения более значительный, чем при малых частотах. В работе [98] было теоретически рассмотрено осциллирующее течение вязкоэластичных жидкостей, где мгновенные профили скоростей в различные моменты времени имели бимодальный вид, т.е. скоростной максимум симметрично сдвинут от центра к стенке. Такая особенность осциллирующего течения неньютоновских жидкостей также отмечена в работе [99]. Главной особенностью осциллирующего потока неньютоновских жидкостей по сравнению с ньютоновскими является более четко выраженный скоростной максимум, сдвинутый к стенке. Описывая осциллирующее течение вязкоэластичных жидкостей, обладающих спектром времен релаксации, автором [99] было получено следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{d^2W}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dW}{dr} + \lambda^2 W = \frac{B\lambda^2}{i\omega\rho} \quad (1.12)$$

Допуская, что:

$$W = V + \frac{B}{i\omega\rho} \quad (1.13)$$

Уравнение (1.13) может быть сведено к дифференциальному уравнению Бесселя:

$$\frac{d^2V}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dV}{dr} + \lambda^2 V = 0 \quad (1.14)$$

с решением в виде:

$$V = AJ_0(\lambda r) + BJ_0(\lambda r) \quad (1.15)$$

Для трубы круглого поперечного сечения при  $V=0$  получено:

$$W = \frac{B}{i\omega\rho} \left( 1 + \frac{J_0(\lambda r)}{J(\lambda R)} \right) \quad (1.16)$$

где:  $B$  – амплитуда градиента давления;  $\omega$  – частота колебаний;  $W$  – максимальная скорость;  $J_0$  – Бесселева функции первого рода нулевого порядка;  $\rho$  – плотность;  $R$  – радиус трубы.

Параметр  $\lambda$  относится к уравнению, описывающей поведение жидкости и определяется через выражение:

$$\lambda^2 = - \frac{i\omega\rho}{\int_0^\infty [N(t)dt / (1 + i\omega\rho)]} \quad (1.17)$$

где:  $N(t)$  – функция распределения времен релаксации;  
 $t$  – время релаксации.

Следовательно, величина максимальной скорости, как следует из выражения (1.17) зависит от параметра  $\lambda$ , определяющегося характерным спектром времен релаксации, который обуславливает эластичность неньютоновских систем. Профиль скоростей осциллирующего потока неньютоновских жидкостей предложено определять только для двух случаев: для очень малых частот колебаний:

$$W = \left( \frac{dP}{dz} \right)_0 \frac{(a^2 - r^2) \cos \omega t}{\int_0^\infty N(r) dr} \quad (1.18)$$

где:  $\int_0^{\infty} N(r)dr = \eta_0$  – максимальная ньютоновская вязкость при малых  $\omega$  для больших частот:

$$W = \left( \frac{dP}{dz} \right)_0 \frac{1}{i\omega\rho} \left( 1 + \left( \frac{R}{r} \right)^{0.5} \left[ 1 - \frac{i(R-r)}{8\lambda Rr} - \frac{(R-r)(9R-7r)}{128\lambda R^2 r^2} \right] \right) e^{-\lambda i(R-r)}$$

Развитием работы [99] стали работы Посева и др. [100], где предложено уравнение для расчета угла сдвига фаз с оценкой различных феноменологических параметров, предлагаемых для характеристики вязкоэластичных жидкостей. В работе [101] показана возможность точного вычисления полного профиля скоростей посредством табулированных функций. Экспериментальная проверка данного уравнения была проведена в работе [102], где на основе ранее разработанной методики визуализации [103] были получены профили скоростей неньютоновской жидкости. Здесь впервые экспериментально была показана возможность увеличения средней скорости эластичной жидкости, исходя из величины максимальной скорости осциллирующего потока неньютоновской жидкости, а также возможность характеристики вязкоэластических жидкостей посредством рекомендованных механических моделей. Результаты, полученные в [103] были применены в работе [104] к осциллирующему течению неньютоновских жидкостей в трубе кольцевого сечения и получены выражения для аналитического расчета профилей скоростей с помощью табулированных функций.

Из рассмотренных работ видно, что профили скоростей осциллирующих потоков неньютоновских жидкостей имеют скоростной максимум вблизи от стенки, как и в случае течения

ньютоновских жидкостей. Величина максимума зависит от вязкоэластических свойств жидкости. Само по себе осциллирующее течение не имеет практического применения. Однако пульсирующее течение результат наложения, осциллирующего на стационарное, вызывает интересные эффекты, которые могут иметь практическое применение.

Еще более сложная картина течения имеет место в пульсирующих потоках аномально-вязких жидкостей.

При пульсирующем режиме течения неньютоновские жидкости, в том числе и высоковязкие нефти ведут себя, как и при осциллирующем, весьма своеобразно. Нелинейные эффекты, проявляющиеся в осциллирующем поле, накладываясь на гипотетическое стационарное сдвиговое течение, приводят к довольно интересным явлениям. Уравнения пульсирующего течения неньютоновских жидкостей усложнены нелинейностью функциональной связи напряжения и скорости сдвига.

В работе [105] сделана попытка упростить задачу линеаризацией нелинейного реологического уравнения, что достигается введением зависящего от скорости коэффициента «кажущейся» вязкости  $\eta_0(\gamma)$ . Реологическое уравнение при этом становится линейным в виде:

$$\tau = - \eta_0(\gamma) \dot{\gamma} \quad (1.19)$$

Далее используют разложение мгновенной скорости течения и мгновенной скорости сдвига в следующие ряды:

$$U(r;t) = U_0(r) + \varepsilon [U_1^{(1)}(r) + U_1^{(2)}(r)e^{i\alpha t}] + \varepsilon^2 [U_2^{(1)}(r) + U_2^{(2)}(r)e^{i\alpha t} + U_2^{(3)}(r)e^{2i\alpha t}] \quad (1.20)$$

$$\gamma(r;t) = \gamma_0(r) + \varepsilon [\gamma_1^{(1)}(r) + \gamma_1^{(2)}(r)e^{i\alpha t}] + \varepsilon^2 [\gamma_2^{(1)}(r) + \gamma_2^{(2)}(r)e^{i\alpha t} + \gamma_2^{(3)}(r)e^{2i\alpha t}] \quad (1.21)$$

Таким образом получено дифференциальное уравнение движения, имеющее линейный вид, которое решалось численным методом. Численные решения этого уравнения даны в виде графических зависимостей величины F-процентного увеличения среднего расхода, от среднего градиента давления. Очевидно, что отклонение обусловлено допущением линейности реологического уравнения неньютоновской жидкости. Однако даже для качественного описания зависимости «F-P», имеющей «резонансный» вид, не дается какого-либо физического объяснения. Кроме того, допущение о «кажущейся» вязкости не дает возможности учета аномально-вязкостных свойств и вязкоэластических свойств высоковязких нефтей, которые проявляются в значительной степени. Эти недостатки были исправлены в другой работе [106], в которой представлены результаты теоретического исследования пульсирующего течения неньютоновских жидкостей с учетом их вязкоэластических свойств. Для исследования неньютоновская жидкость была охарактеризована четырех параметрическим уравнением Олдройда, в число которых входят:  $\lambda_1$ -время релаксации,  $\lambda_2$  – время запаздывания,  $\mu_0$  – константа с размерностью времени и  $\eta_0$  – максимальная ньютоновская вязкость.

В этой работе показано, что явление уменьшения или увеличения среднего расхода зависит как от параметров, характеризующих реологические свойства жидкости, так и от условий течения. «Резонансный» характер уменьшения энергии при некотором среднем градиенте давления пульсирующего течения в

этой работе подтвержден, хотя и показано уменьшение «резонансного» пика с увеличением частоты пульсаций. Совершенно противоположные выводы были сделаны в результате теоретического рассмотрения пульсирующего течения псевдопластичных жидкостей, приведенного в работе [107]. Показано, что пульсирующее течение псевдопластических жидкостей является энергетически невыгодным из-за наличия некоторого коэффициента избытка энергии, необходимого для создания пульсаций и величина которого дана в функциональной зависимости от реологического параметра жидкости. Кроме этого, показано, что наличие вязкоэластических свойств жидкости не в коем образом не влияет как на средний расход, так и на коэффициенты сопротивления трения. Очевидно это пренебрежение аномальностью вязкостных свойств и стало причиной того, что полученные результаты не подтверждены экспериментально. Как показано в работе [108], при наложении пульсирующего силового поля на стационарное течение вязкоэластичных жидкостей, эластические свойства их проявляются более отчетливо, что дает возможность оценки компонентов нормальных напряжений. В работе [109] теоретически рассмотрено пульсирующее течение несжимаемой вязкоэластичной жидкости в трубе круглого сечения. Показано, что при больших частотах пульсаций под влиянием эластичности сильно увеличивается скоростной пик, сдвинутый от центра к стенке, с одновременным уменьшением толщины пограничного слоя. Аналогичные результаты были получены и в работе [110], где

также теоретически рассмотрено пульсирующее течение вязкоэластичных жидкостей в канале прямоугольного сечения.

В работе [111] авторы обнаружили, что в пульсирующем течении нелинейной вязкоэластической жидкости средний расход выше стационарного при том же градиенте давлений, что предсказывалось этими авторами в ранее опубликованных ими работах [105, 106]. Показано, что с увеличением эластичности жидкости при увеличении частоты пульсаций увеличивается прирост среднего пульсирующего расхода над стационарным, причем коэффициент увеличения равен примерно 20 на каждую единицу увеличения частоты. Очевидно, наряду с частотным увеличением расхода, дополнительная турбулизация потока снижающего гидравлического сопротивление [112] приводит к некоторому суммарному увеличению расхода, которое достигло при частоте  $N=22$  величины порядка 400%. Теоретическое исследование пульсирующего течения «реологической степенной» жидкости предложено в [113]. Получено дифференциальное уравнение пульсирующего движения неньютоновской жидкости в виде:

$$\frac{\partial V}{\partial t} = A + B \sin \omega t - \frac{k}{R^{n+1} \delta} \frac{\partial}{\partial(\delta)} \left[ \left( -\frac{\partial V}{\partial(\delta)} \right) \left| \frac{\partial V}{\partial(\delta)} \right| \right] \quad (1.22)$$

Решение уравнения (1.22) представляет собой зависимость для средней по сечению трубы скорости от реологических и частотных параметров:

$$V = -\frac{n}{3n+1} \left[ \frac{AR^{n+1}}{2k} \right]^{1/n} + \frac{B}{A\omega} \left\{ -\cos \omega t + \frac{4n}{(n+1)y} \frac{M_{v+1}}{M_v} \sin \left( \omega t + V_{v+1} - V_v + \frac{\pi}{4} \right) \right\} \quad (1.23)$$

где:

$$y = \frac{8n\rho\omega}{(n+1)^2 A} \left( \frac{R^{n+1} A}{2k} \right)^{1/n}$$

$\mu_{d+1}, \mu_d$  – модуль функции Кельвина;

$\nu$  – фаза.

Однако приемлемость этого решения ограничивается консервативным режимом пульсирующего течения, в котором силы инерции преобладают над силами трения. В случае диссипативного режима, когда силы трения преобладают над силами инерции / квазистационарный режим течения/

$$\frac{\partial V}{\partial t} = 0 \tag{1.24}$$

использовано допущение и получено асимптотическое решение следующего вида:

$$\bar{V} = \left[ \frac{R^{n+1}}{2k} \right]^{1/n} \frac{n}{3n+1} \left( -\frac{\partial P}{\partial z} \right) - \frac{\partial P}{\partial z} \Big|^{1-n} \tag{1.25}$$

Полученные выражения (1.24) и (1.25) не учитывают фазового сдвига между градиентом давления и скоростью, и могут быть применены только в случае строго гармонических колебаний давления, когда отсутствует наложение гармоник более высокого порядка:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = A + \sum_{i=1}^{\infty} [B_i \sin(i\omega t) + A_i \cos(i\omega t)] \tag{1.26}$$

В общем случае, когда выражения (1.24) и (1.25) неприменимы, в работе даются численные решения уравнения (1.27) методика которого взята из работы [114; С. 105-110].

Параметр

$$y = \frac{8n\rho\omega}{(n+1)^2 A} \left( \frac{R^{R+1} A}{2k} \right)^{1/n} \quad (1.27)$$

Предлагается как пульсационный аналог критерия Рейнольдса, величина которого, зависящая от амплитуды  $\varphi$  и индекса  $\eta$ , дана в графическом виде. При этом энергия пульсирующего течения, взятая в отношении к энергии стационара, оцененная из выражения показана как избыточная:

$$\frac{\tilde{n}}{n} = \frac{1}{r^2} \frac{16n(3n+1)M_{\nu+1}(Y)}{Y^3(n+1)^3 M_{\nu}(Y)} \cos\left(V_{\nu+1}(Y) - V_{\nu}(Y) - \frac{\pi}{4}\right) + 1 \quad (1.28)$$

Экспериментальная проверка теоретических результатов работы [113] была проведена в работе [115].

Таким образом, из вышеприведенного следует, что наложение пульсаций на стационарный поток неньютоновских жидкостей приводит, также, как и для ньютоновских, к сдвигу скоростного пика от центра к периферии, однако для нелинейных упруго-вязких систем, этот скоростной пик довольно велик по сравнению с ньютоновскими жидкостями. Поэтому, для повышения текучести нефтей необходимо снизить их вязкость различными (термическим, химическим, механохимическим и др.) методами. Это особенно важно для их транспортировки, подготовке и переработке на нефтеперерабатывающих предприятиях.

### **1.3. Повышение текучести высоковязких и тяжелых нефтей по трубопроводам**

Нефть, непосредственно получаемая из недр земли, называется сырой. В ней обычно содержится: попутный газ: 50-100 м<sup>3</sup>/т; вода 200-300 кг/т; минеральные соли 10-15 кг/т) и механические примеси до 2% [5, 6, 7, 115].

Чтобы нефть можно было безопасно транспортировать по трубопроводам или железной дорогой на установках подготовки нефти в три ступени производят сепарацию газа от нефти, обезвоживание и обессоливание последнего посредством сдвливания и отстаивания [116, 117].

В табл. 1.2 приведены характеристики нефтей ряда известных месторождений СНГ [8]. После многоступенчатой сепарации нефть на многих промыслах подвергают стабилизации в специальных ректификационных колоннах для снижения в ней содержания углеводородов C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub> с 2-3% до 1%.

**Таблица 1.2**

**Физико-химические показатели нефтей месторождений СНГ [8]**

Месторождения	Плотность d <sub>4</sub> <sup>20</sup> , г/см <sup>3</sup>	Вяз-кость 50 <sup>0</sup> С, сСт	Тем. застывания	Коксу-е-мость % (масс)	Содержание, % масс				
					фракц. до 200 <sup>0</sup> С	фракц. до 350 <sup>0</sup> С	серы	азота	пара фина
Ромашкинское	0,862	5,90	0	5,30	24,0	49,0	1,61	0,17	5,10
Туймазинское	0,856	9,10	-29	4,40	26,4	53,4	144	0,14	4,10
Арланское	0,878	6,80	-8	6,70	18,7	42,8	3,04	0,33	3,40
Ярегское	0,945	406,0	-6	8,44	0,4	18,8	1,11	0,37	1,45
Жетыбайское	0,849	15,5	31	2,26	16,4	41,2	0,10	0,11	23,4
Яринское	0,823	2,87	-23	1,96	33,5	59,0	0,69	0,03	6,55
Усть-Балыкское	0,870	9,76	-20	5,01	19,3	42,8	1,53	0,19	2,25
Самотлорское	0,843	3,33	-33	1,94	30,6	58,2	0,96	0,12	2,30

Обессоленную и обезвоженную нефть по магистральным трубопроводам или железной дороге транспортируют на нефтеперерабатывающие заводы.

Авторами работы [54, 55] были проведены исследования физико-химических свойств нефти. Мингбулакского месторождения. Образцы для исследования были отобраны из заполненной Мингбулакской нефтью цистерны, поступившей на Ферганский нефтеперерабатывающий завод.

При оценке качества нефти прежде всего принимается во внимание содержание серы. Переработка сернистых (0,5-2,5% масс серы) и высокосернистых ( $>2,5\%$  масс серы) нефтей требует включения в состав завода установки сероочистки. Из высокосернистых нефтей невозможно выработать по существующей в настоящее время технологии нефтяной кокс, отвечающий требованиям качества потребителей. Существуют нефти, из которых нельзя получить битумы, масла, так как металлы, асфальтены, сера и другие примеси дезактивируют катализатор, используемый при разгонке мазута под вакуумом [51, 52].

По данным [54, 55] Мингбулакская нефть по содержанию серы приближается к сернистым, обладает обычной для нефти плотностью, высоковязкая, с высокой температурой застывания ( $25^{\circ}\text{C}$ ), что существенно затрудняет её транспортировку по трубопроводу. Высокая вязкость может быть обусловлена значительным содержанием твердых и высоковязких компонентов: парафинов (8,56%) силикагелевых смол (15,65%), асфальтенов

(6,8%) По фракционному составу Мингбулакская нефть отличается высоким содержанием тяжелых фракций (70%-т.к. 30% массы выкипает до 300<sup>0</sup>С). Кроме того, в нефти значительно содержание солей (265 мг/л), что может затруднить переработку его тяжелых фракций из-за дезактивации катализатора [56]. Так, например, парафина с температурой плавления 61,8<sup>0</sup>С содержится 15,2%, асфальтенов-7,27%, смол-5,1% и солей-28%.

Бензиновая фракция (45-180<sup>0</sup>С) состоит в основном из углеводородов: из парафиновых (26,0), ароматических (8,5%) и нафтеновых (65,5%), обуславливающих низкое октановое число [54, 55]. Авторы [54] предлагают удалить из бензиновой фракции Мингбулакской нефти избыток алканов адсорбционным методом для получения бензинов, пригодных для автомобильной промышленности, а для получения топлив проводить депарафинизацию.

В работах [118-120] приведены физико-химические показатели газоконденсатов, получаемых в Узбекистане и перспективы их переработки на нефтеперерабатывающих предприятиях в смеси с высоковязкой нефтью.

Для решения проблемы транспортирования вязкой нефти по трубопроводу необходимо снизить её вязкость. Оптимальным вариантом снижения вязкости нефти является добавление в неё депрессаторов (депрессоров). Кроме того, используют нагревание, виброобработку, разбавление нефти водой, газом и газоконденсатом [121].

Очевидно, что нефти каждого месторождения необходимо исследовать индивидуально, так как их химический и фракционный состав, а, следовательно, физико-химические характеристики отличны друг от друга.

По физико-химическим показателям Джаркурганская (Чигара и Хаудаг) и Кок-Думалакская нефти, а также нефти месторождений Хаудаг и Чигара имеют повышенную вязкость и высокое содержание смол, парафина, серы и др. Напротив, Кок-Думалакская нефть содержит мало смол, асфальтенов и др.

Из анализов патентной литературы [122] следует, что для улучшения текучести парафинистой нефти по трубопроводам перспективным и экономически выгодным считается введение в поток нефти депрессорных присадок [56, 57]. Они изменяют размеры форму и строение частиц нефти.

В результате чего снижается температура застывания нефти и повышается её текучесть. Эффективность их действия зависит от химического состава нефти, поэтому для каждого месторождения парафинистой нефти депрессатор подбирается отдельно.

Из анализа литературы видно, что депрессаторной активностью обладают сополимеры этилена с полярными мономерами и их модификации, полимеры алкил (мет) акрилатов, алкилароматические соединения, простые и сложные эфиры азотосодержащие соединения, смолисто-асфальтеновые вещества, а также всевозможные композиции из них [58-65].

Универсальной оказался сополимер этилена с аннилацетатом в различных вариациях по составу и молекулярным

характеристикам. Именно этот полимер лежит в основе дорогостоящих импортных нефтяных депрессаторов: парафин-70 фирмы «ЕХХОР», Сепافلукс фирмы «ВАЗФ» и др. [58, 65].

Основным критерием оценки эффективности действия депрессорной присадки является понижение температуры застывания нефти, улучшение реологических характеристик нефти при низких температурах-то есть, приближение реологической кривой (зависимости градиента скоростей движения от напряжения сдвига) к прямой линии, характеризующей течение ньютоновских жидкостей.

В работах [6, 7] описаны физико-химические и реологические показатели нефтей Узбекистана с добавками (депрессаторы и др.) и перспективные способы их транспортировки.

Для понижения вязкости, т.е. повышения текучести высоковязких нефтей в литературе предлагаются различные способы их обработки: интенсивное перемешивание [64, 65], высокочастотное электромагнитное воздействие [8, 52] и др.

Применение химических реагентов для повышения эффективности работы действующих нефтепроводов имеет важное значение для обеспечения полной загрузки трубопроводов при меньших энергетических затратах. Разработка энергосберегающих технологий и внедрение их в промышленное производство, обеспечат быстрее и эффективнее рост всех основных показателей работы нефтепроводов.

Отсутствие энергетических мощностей сдерживает развитие транспортных коммуникаций от удаленных месторождений до потребителя [8].

Во всех случаях использование химических реагентов должно обеспечить нормальные условия работы нефтепроводов при неблагоприятных условиях (низкие температуры, вязкие нефти и т.д. при более высоких экономических показателях и сохранении свойств нефти без ухудшения ее качества и влияния на процессы переработки нефти. Эффективность эксплуатации действующих нефтепроводов можно повысить используя химические реагенты за счет улучшения условий транспорта высоковязких нефтей, предотвращения и удаления АСПО, уменьшения гидравлического сопротивления и повышения производительности трубопроводов, а также улучшения и ускорения подготовки нефти к транспорту (проведение более полного обезвоживания и обессоливания нефти).

Известно, что в настоящее время около 70% всей нефти добывается в обводненном состоянии. При добыче нефти и ее транспорте по трубопроводам происходит смешение воды и нефти с образованием эмульсий-механической смеси двух нерастворимых жидкостей. Содержащиеся в нефти соли образуют с водой водные растворы, которые способствуют быстрому износу трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций, в отдельных случаях вызывают нарушение технологических процессов при переработке нефти. Содержащаяся в нефти вода значительно увеличивает себестоимость перекачки нефти вследствие транспортировки больших объемов балласта [63].

Причем, минеральные соли, содержащиеся в нефти не только в виде водных растворов, но и в виде кристаллов, в значительной степени усиливают процессы коррозии, снижают срок службы основного оборудования. Отмеченное влияние воды и солей на процессы добычи, транспорта и переработки нефти требует проведения отделения воды и солей от нефти и обеспечения содержания их в регламентируемом количестве. Процессы обессоливания и обезвоживания осуществляются на сборных пунктах нефтепромыслов на специальных установках перед подачей нефти в нефтепровод. Процесс обезвоживания усложняется при образовании стойких нефтяных эмульсий, основным показателем которых является их стойкость характеризующая длительность разделения эмульсии на составные компоненты. Для выполнения обессоливания и обезвоживания существует ряд технологических процессов, выбор которых в каждом конкретном случае зависит от содержания солей и воды, а также от состояния, в котором они находятся в нефти. Вода в свободном состоянии выделяется осаждением. При образовании эмульсии в зависимости от ее вида вода удаляется отстаиванием, и для ускорения обезвоживания используют подогрев. Для удаления воды применяют и более сложные методы, такие как химическая обработка, термическая обработка, электрообработка либо сочетание этих методов. Перед выполнением операций обессоливания и обезвоживания в обязательном порядке проводят лабораторный анализ нефти с целью определения содержания воды и примесей, разновидности примесей, а также состояния, в каком

находится вода. Одновременно с обезвоживанием нефти происходит и ее обессоливание, так как вода удаляется вместе с растворенными в нефти солями. В отдельных случаях для улучшения процесса обессоливания в нефть подают дополнительно пресную воду, растворяющую минеральные соли [2, 61, 63].

В связи с освоением новых месторождений постоянно возрастает доля вязких и высокозастывающих нефтей. Доставка таких нефтей по магистральным трубопроводам требует использования специальных методов для обеспечения нормальных условий перекачки, поскольку температура застывания их высока и возникает опасность «замораживания» трубопровода. Среди специальных способов перекачки подобных нефтей можно выделить следующие: предварительный подогрев нефтей; смешение вязких нефтей с маловязкими и дальнейшая совместная перекачка; термическая обработка высокозастывающих парафинистых нефтей и последующая их перекачка; гидротранспорт вязких нефтей; применение депрессорных присадок.

Технология горячей перекачки, заключающаяся в снижении вязкости и уменьшении гидравлического сопротивления при подогреве нефти, используется на ряде действующих нефтепроводов. Однако возможно застывание нефти в трубопроводе при остановке перекачки, кроме того, затраты на эксплуатацию горячих трубопроводов значительны [120, 121].

Перекачка высоковязких нефтей в смеси с маловязкими разбавителями часто затруднена из-за отсутствия последних в

местах добычи нефти. Тем не менее при определенных условиях транспортирование разбавителя к месторождениям вязкой нефти может быть оправдано экономически.

При термической обработке нефтей нагрев их до температуры 90 °С способствует растворению содержащихся в них твердых парафинов. Дальнейшее охлаждение нефти по заданному режиму обеспечивает построение крупно кристаллической, не связанной пространственной сеткой структуры.

Это приводит к понижению температуры застывания нефти и снижению ее вязкости при определенных температурах. Однако использование данного метода связано с дополнительными затратами на пункты термической обработки, значительной выдержкой по времени при охлаждении нефти, а также с тем, что не все нефти поддаются термообработке (например, смолистые нефти).

Достигается эффект снижения гидравлического сопротивления и при транспорте высоковязких нефтей совместно с водой как в виде эмульсий, так и при отдельной перекачке, в частности, перекачка нефти в пристанном водяном слое. Для обеспечения эффективности такого метода необходимо образование устойчивого пристанного водяного слоя или стабилизированных эмульсий, не разрушающихся по всей длине трубопровода.

Выполнение этих требований весьма затруднительно. Использование депрессорных присадок позволяет существенно снизить вязкость, начальное напряжение сдвига и температуру

застывания высоковязких нефтей. Химические реагенты могут быть использованы и для осуществления гидротранспорта высоковязких нефтей.

Так, добавка полимеров придает слою воды механическую прочность, а также снижает поперечные пульсации вблизи стенок трубы. Для этой цели рекомендуются полимеры, содержащие амидные или карбоксильные группы либо их сочетание [119-121].

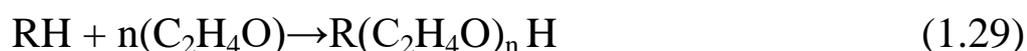
Для стабилизации эмульсий применяют, прежде всего сульфол НП-1, а также группирующиеся вокруг него реагенты. Для обеспечения технологии перекачки высоковязких нефтей по трубопроводу в виде эмульсий эмульгатор должен придавать максимальную устойчивость эмульсии при низких температурах и минимальную при повышенных для обеспечения легкого и полного отделения воды от нефти на конечных пунктах. Механизм действия депрессаторов не выяснен окончательно, но большинство исследователей отмечают два варианта их действия: 1) частицы присадки образуют с парафином смешанные кристаллы, что приводит к принципиальному изменению их строения и предотвращает образование сплошной структуры сетки; 2) частицы присадки выступают как центры, вокруг которых кристаллизуется парафин, образуя не связанные между собой агрегаты [117, 118].

Природным депрессатором являются асфальтено-смолистые вещества, содержащиеся в нефти. Для высокопарафинистых нефтей эффективным депрессатором является созданная в странах СНГ присадка ДН-1, являющаяся полимерным ПАВ. Присадка в виде раствора вводится дозировочным насосом во всасывающий

трубопровод центробежного насоса для равномерного смешения с нефтью.

Этим требованиям более полно удовлетворяют неионогенные ПАВ т.к. они в водных растворах не распадаются на ионы.

Их получают присоединением окиси алкилена (этилена или пропилена) к органическим соединениям с подвижными атомами водорода, т.е. такие различные функциональные группы; как карбоксильная, гидроксильная, аминная и др.



где:  $n$  – число группы окиси этилена.

Эта реакция легко протекает при  $140 - 200$  °С в присутствии небольшого количества (до 2%) щелочного катализатора [122].

В табл. 1.3 приведены реагенты и композиции веществ, используемых для транспорта высоковязких нефтей.

Для получения ПАВ, обладающего наибольшей способности понижения вязкости тяжелых нефтей необходимо достичь оптимального соотношения полиоксиэтиленовой цепи и гидрофобного радикала.

При синтезе неионогенных ПАВ изменяя число групп окиси этилена и окиси пропилена в виде блоксополимеров можно легко регулировать соотношение между его гидрофобной и гидрофильной частями.

Таблица 1.3

**Композиции веществ, используемых для транспорта  
высоковязких нефтей**

Реагент	Состав	Содержание, %	Цель воздействия и особенности применения
Алкилбензосульфонаты	Алкилбензосульфонаты натрия	0,005-0,015	Транспорт высоковязких нефтей
Газоводяная смесь	Газовая смесь	2,4-4,7	Транспорт парафинистой нефти, смесь вводят при 45-60 °С
	ПАВ	95,3-97,6	
	Вода термальных скважин-основа	60	
	Деэмульгатор ДН-1	8	
Газоконденсат с ПАВ	Газоконденсат	32	Транспорт высокопарафинистых нефтей
	ПАВ	0,25-3,05	
Гексаметафосфат натрия с добавками:			
1	Гексаметафосфат натрия	45	Гидротранспорт вязких нефтей
	Оксиэтилированные спирты	18,8	
	КМЦ	36,2	
2	Гексаметафосфат натрия	45	Концентрация композиции 3.2 г/л
	Оксиэтилированный спирт	60	
	КМЦ	8	
3	Гексаметафосфат натрия	45	Концентрация композиции 2,8 г/л
	Оксиэтилированные спирты ОС-20	0,4	
	КМЦ	6	
4	Гексаметафосфат натрия	26,4	Концентрация в воде (морской) 0,312 %
	Оксиэтилированные спирты	31,6	
	КМЦ	6	
5	Гексаметафосфат натрия	3	Концентрация в воде (морской) 0,312 %
	Оксиэтилированный спирт ОС-20	1	
	КМЦ	0,4	

Все эти способы не полностью удовлетворяют требования, предъявляемые к транспортировке высоковязких нефтей. Поэтому, сегодня продолжается поиск более эффективных способов и режимов транспортировки высокопарафинистых и высокосмолистых нефтей по трубопроводу [122].

В табл.1.4 представлены сведения о синтезированных реагентах используемых для транспортировки высоковязких и высокопарафинистых нефтей по трубопроводу, а в табл. 1.5 – сведения о неорганических реагентах применяемых при перекачке таких нефтей по трубопроводу.

Для синтеза оксиэтилированных жирных кислот с числом углеродных атомов более 20 пользуются кубовым остатком жирных кислот и гудроном, получаемым на масложировых предприятиях.

Известно, что понижающая способность вязкости и физические свойства (температура застывания, вязкость, плотность) этих ПАВ зависят от числа оксиэтилированных групп с числом углерода  $C_{14} - C_{25}$  на одну молекулу жирной кислоты [123]. Более эффективный ПАВ синтезирован на основе жирной кислоты с  $C_{25}$  с содержанием окиси этилена 65 – 67%. По эффективности данный ПАВ не уступает известному Дисольвану [126].

Оксиэтилированные алкилфенолы представляют собой продукты оксиэтилирования моно- и диалкилфенолов [124].

Известные блоксополимеры полиоксиалкиленов являются наиболее эффективными и универсальными ПАВ [125].

Таблица 1.4

## Синтезированные реагенты, используемые для транспорта нефти

Реагент	Состав	Содержание, %	Цель воздействия и особенности применения
Гидрооксиэтилированные кислоты	Гидрооксиэтилированные жирные кислоты фракции C <sub>17</sub> - C <sub>20</sub>		Транспорт вязких нефтей, стабильность эмульсии при гидротранспорте
Диалкиламидодитио-фосфат	Диалкиламидодитио фосфат		Снижение вязкости и температуры застывания нефти
Дисолван-411 с добавкой	Дисолван-4411	50 (г/т)	Гидротранспорт вязких нефтей
	Гипан	10 (г/т)	
Деэмульгатор	Деэмульгатор ДН-1 в сочетании с маловязким разбавителем НПАВ, содержащие 6-13 гидроксиэтильных групп, и ПАВ содержащие GS-GIS в алкиле	0,15	Улучшение реологических свойств высоковязкой нефти, количество разбавителя зависит от свойств нефти.
Полипропилен	Полипропилен М-(2-3) 10 <sup>3</sup>	60-95	Транспорт высоковязких нефтей-создание периферийного кольцевого потока
Присадка полимерного типа с добавкой	Присадка полимерного типа	5-40	Транспорт высоковязких нефтей-снижение температуры застывания
	Производное 1,3 диоксана	92	
Разбавитель с добавкой	Бензиновая или керосиновая фракция	8	Транспорт высоковязких нефтей в виде грубодисперсной фазы в маловязком разбавителе
	Асфальтосмолистый продукт (0,01-1,0% от массы нефти)	60	
Силикатный состав			
1	Метасиликат натрия+ПАА		Гидротранспорт высоковязких нефтей
2	Метасиликат натрия+ ПАА	22	Концентрация композиции 32,5 г/л
	СульфонолНП-1 или НП-3	14	
3	Метасиликат натрия + сульфонол НП-3+ диолван-4411	60	Концентрация композиции 10 г/л

Таблица 1.5

## Неорганические реагенты, используемые при транспортировке нефти

Реагент	Состав	Содержание, %	Цель воздействия и особенности применения
Состав МЛ-2			
1	Метасиликат натрия, сода кальцинированная сульфонол НП-1	20	Концентрация композиции 10 г/л, реком. для перекачки нефтей, склонных к образованию эмульсий
	ПАВ	20	
	ДС-Рас	31	
2	Метасиликат натрия	60	Концентрация композиции в пресной воде 10 г/л
	Алкилсульфаты	3	
	Сода кальцинированная	6	
3	Метасиликат натрия	66	Концентрация композиции 5 г/л
	Сульфонол НП-1 или НП-3	17	
	Сода кальцинированная	17	
4	Метасиликат натрия	43	Концентрация композиции 3,5 г/л
	Сульфонол НП-3	13	
	Сода кальцинированная	44	
Сополимерная смесь	Сополимер смеси гомологов алкилвиноловых эфиров монокарбоновых кислот С-С	64,5-88,3	Транспорт вязкой нефти-снижение предельного статического напряжения сдвига.
Состав для газотермохимического воздействия	Алкилвиниловые эфиры карбоновых кислот С-С	до 100	Путевой подогрев нефти с нефтепродуктов
	Мягкий металлический+ соляная кислота (для обеспечения экзотермической реакции)	0,001-0,050	
Спирты оксиэтилированные	Спирты ОС	0,0005-0,050	Транспорт вязкой нефти-снижение динамического напряжения сдвига.
	Йодная натрия	до 100	
Теплоноситель активированный	Полимер	0,2	Транспорт вязкой нефти
	Вода		
Терполимер этилена	Терполимер этилена	1 ч.	Транспорт вязкой нефти
Углеводородные разбавители	Газоконденсат		Транспорт вязкой нефти
	Сжиженные нефтяные рапы		
	Маловязкие нефти		
Щелочной раствор	Щелочь		Концентрация раствора 0,2-1,0 %
	Водный раствор		
	Канифоль	1 ч.	

Развитие работ по синтезу ПАВ состоит из нескольких этапов. После неорганических продуктов (железный купорос, карбонат натрия, минеральные кислоты и т.п.), в качестве понизителей вязкости нефтей стали применять ПАВ:

– щелочные соли карбоновых и нафтеновых кислот, продукты нейтрализации окисленного керосина или газойля.

Далее, были разработаны ПАВ содержащие сульфогруппу- $\text{SO}_2\text{OH}$  или сульфатную группу- $\text{OSO}_2\text{OH}$  [128].

Положительные результаты применения натриевой соли сульфированного касторового масла в качестве ПАВ дали толчок к широким исследованиям понизителей вязкости тяжелых нефтей. Для этих целей сульфированию подвергались различные высокомолекулярные ненасыщенные жирные кислоты и оксикислоты, а также их производные – эфиры или алкилированные амиды, а также естественные глицериды кислот. Причем, многие ПАВ были получены путем сульфирования алкилированных ароматических углеводородов с последующей нейтрализацией или этерификацией полученных сульфокислот [129].

ПАВ, помимо высокой поверхностной активности, должны обладать смачивающим и диспергирующим действием, особенно в отношении к асфальтово – смолистым веществам. “Эффективные” концентрации ПАВ обусловлены соотношением их полярной и неполярной частей, определяющим их гидрофильно – липофильный баланс (ГЛБ). Максимальные понижающие свойства ПАВ проявляются в области их мицелло образующих

концентраций при которых их водные растворы обладают высокими моющими и смачивающими свойствами [130].

Известно, что при проявлении ПАВ жирные амины реагируют с активными группами эмульгатора на поверхности раздела фаз, а жирные спирты со средней длиной цепи дестабилизируют нефти в результате диффузии и перераспределения их молекул в граничных слоях [131]. Поэтому, смеси жирных аминов и жирных спиртов проявляют максимальные поверхностно-активные способности т.к. на поверхности раздела образуются заряженные комплексы «кислота – амин», пленка становится гидрофильной и неспособной стабилизировать эмульсию воды в нефти [132].

При изучении процессов разрушения тяжелых нефтей выявлены некоторые специфические закономерности межфазного распределения неионогенных ПАВ. Обнаружено постоянство доли, переходящей после разрушения нефти независимо от общего количества ПАВ, введенного в исходную нефть (коэффициент извлечения). При этом соотношение концентраций ПАВ в нефтяных фазах после разрушения структуры [коэффициент распределения ( $K_p$ )] оказывается величиной переменной, зависящей от соотношения объемов фаз, что не согласуется с законом Нернста [ $K_p=C_s/C_w$ ], где  $C_s$  и  $C_w$  концентрации ПАВ в нефтяной фазе, соответственно. Это условие выполнимо только при концентрациях ПАВ ниже критической концентрации мицеллообразования.

Поэтому, межфазное распределение ПАВ в таких системах следует описывать уравнением двух процессов: распределения мономерных молекул между нефтью и водой и образования мицелл

из мономерных молекул ПАВ в водной фазе. Причем, в первом процессе равновесие устанавливается в соответствии с законом Нернста, а во втором – в соответствии с законом действия масс [133].

Как видно, большое разнообразие природных ПАВ в составе тяжелых нефтей, структурированность и достаточно высокая механическая прочность образуемых ими защитных слоев затрудняют создания универсальных понизителей вязкости нефтей. Необходимый комплекс свойств для снижения вязкости высокопарафинистых и высокосмолистых нефтей могут обеспечить проявляющие синергетический эффект композиции ПАВ на основе их различной химической структуры, т.е. веществ, имеющих высокую поверхностную активность, индекс диспергирующей способности, соответствующую геометрию молекул, способность хорошо смачивать гидрофобную поверхность (инверсионное действие), и хорошие пептизирующие (дефлокулирующие) свойства. Совокупное действие этих факторов приводит к адсорбционно – вытесняющему эффекту [134].

К сожалению, на сегодняшний день выбор ПАВ в каждом конкретном случае производится на основе результатов лабораторных или опытно-производственных исследований [135].

На практике процессы понижения вязкости и повышения текучести тяжелых нефтей реализуют при температурах  $50^0-100^0\text{C}$  [136].

Переход от тонкодисперсного состояния к грубодисперсному возможен при условии преодоления химической адсорбционной связи примесей между собой и с нефтью.

После отделения части крупных примесей, в нефти все еще будет сохраняться некоторое количество тонкодисперсных примесей с размерами частиц менее 1-0,5мкм. Они оседают крайне медленно, иногда совсем [137].

Помимо степени дисперсности, на полноту, а иногда и на возможность использования оседания частиц, оказывают большое влияние физико – химические свойства сопутствующих углеводородам веществ нефти: их плотность, растворимость, способность смачиваться, поверхностное натяжение и т.д., а также адсорбционные и химические силы взаимодействия примесей между собой и с углеводородами [133-135].

При этом следует иметь в виду, что на адсорбцию, протекающую под действием ван – дерваальсовских сил, накладывается хемосорбция.

Излишний ввод в нефть электролитов или воды приводит к пептизации частиц образованию эмульсий.

Действие ПАВ должно в основном завершаться до поступления нефти на переработку. Суть воздействия ПАВ сводится к снижению вязкости и повышению текучести тяжелых нефтей [135].

Однако, как показывает практика, возможны ситуации, когда, несмотря на воздействие ПАВ, значительная доля капель эмульгированной воды не участвует в процессе коалесценции. В

результате увеличивается объем неразрушенной эмульсии в промежуточных слоях аппаратов, предназначенных для отстаивания, что приводит к нарушению работы УПН. [136].

Мелкодисперсная глина и сульфид железа ухудшают действие ПАВ на поверхность бронирующих оболочек [137].

Достаточно эффективной является технология обработки эмульсии, стабилизированной сульфидом железа. Она состоит из нескольких стадий. На первой стадии осуществляется одно двухкратное (в зависимости от концентрации сульфида железа) воздействие гидрофильной жидкостью (водой) с добавлением моющих реагентов, что позволяет перевести механические примеси в водную фазу. На второй стадии происходит коалесценция капель за счет добавления ПАВ высокой степени гидрофобности. [138].

Свойства эмульсии изменяются также вследствие выноса с сырьевым потоком различных веществ, в том числе химических реагентов, внесенных в пласт с целью увеличения нефти отдачи. Относительно процесса подготовки нефти эти вещества являются ее загрязнителями. Причем, динамика выноса таких веществ с продукцией скважин и изменение ПАВ характеристик сырья, поступающего на УПН, сложно предсказуемы [139, 140].

В настоящее время разработаны технологические режимы работы ступеней предварительного обезвоживания УПН в условиях применения химических реагентов в нефтедобыче [141, 142]. Тем не менее, необходимы разработка и подбор ПАВ, достаточно эффективно действующих на высокоминерализованные эмульсии

при низких температурах, но без выраженного свойства образования устойчивых ассоциатов [143].

В работе [144] проведено исследование нового ПАВ (ПБ-1) в качестве компонента композиционного ПАВ при обезвоживании нефти и установлена связь между ним и композициями компонентов.

Изучена способность новых ПАВ (РМ-1, ОК-1 и Б-1), полученных на основе отходов производства капролактама и этилового спирта. Установлена эффективность их при понижении вязкости тяжелых нефтей [145].

Предложен ПАВ Лапрол – 805 для повышения текучести нефти и газоконденсатов, он является нетоксичным, обладает селективностью, хорошо регенерируется и может производиться на основе местного сырья [146].

В работе [147] изучено влияние строения ПАВ на его способность понижать вязкость тяжелых нефтей и установлено, что при этом эффект повышения текучести нефти зависит не только от строения ПАВ, но и от места расположения функциональных групп и от величины ГЛБ. Например, способность неионогенных ПАВ, синтезированных на основе жирных кислот, находится в прямой зависимости от соотношения их молекулярной массы и длины оксиэтильной цепи. Полиглицериды жирных кислот и вышеперечисленные ионогенные ПАВ по понижению вязкости уступают полиглицеридным эфирам жирных кислот, спиртов и алкилоламов. Причем, наибольшей эффективностью при

понижении вязкости нефти имеют ПАВ с большим условным групповым числом ГЛБ.

Сегодня на практике используют ПАВ Реапон – 4В, предназначенный для снижения вязкости высокопарафинистый нефти при температуре не ниже 15-17 °С. Он относится к неионогенным ПАВ и содержит 50% активного вещества и его расход составляет 10-60 г/т нефти [148].

Предложен состав [149] для повышения текучести тяжелых нефтей который содержит простой полиэфир 5002-2Б-40, высококипящую фракцию М-2, флотореагент – оксаль Т – 66 и смесь этиленгликоля и воды при определенном соотношении компонентов.

Разработаны высокоэффективные многофункциональные химические реагенты типа ВРК и НМК (ВРК, НМК, ВРК21 и НМК21) для комплексной интенсификации технологических процессов транспортировки тяжелых нефтей [150].

Известны ПАВ “Нефтенол (R)-Д” (марки Б-1, К-5 и С-7), а также “Нефтенол (R)-Д-НФ”, предназначенные для снижения вязкости нефти перед их транспортировкой [151].

За рубежом выпускают ПАВ Диссольван, Кемеликс и другие, которые поставляются по высокой стоимости.

В США защищен патент [152], согласно которому разработана композиция ПАВ для повышения текучести тяжелых нефтей по трубопроводу, которая содержит  $(a) \geq 1$  солей арилалкилсульфоновой кислоты. Первое солюбилизующее вещество типа неионогенного ПАВ имеющего формулу:



где:  $R^6$ -алкил  $C_{8-16}$ ,  $R^7$ -H алкил  $C_{1-6}$ ;  $x=2-20$ ; (в) второе солюбилизующее вещество, состоящее из взаиморастворяемых растворителей типа водорастворимых простых эфиров гликоля, водорастворимых амидов, кетонов и спиртов типа метанола, этанола, пропанола-1, пропанола-2, причем взаимные растворители солюбилизуют компоненты А и Б.

В патенте России [153] предлагается более простой анионактивное ПАВ – натриевая соль карбоксиметилата оксиэтилированных кислот.

В другом патенте России [154] предлагают использовать в качестве понизителя вязкости нефти углеводородный растворитель (кроме метил-этил-кетонтолуола), а в качестве комплексообразующей добавки – карбамид или тиокарбамид или их смесь в сухом виде или в виде водного раствора с концентрацией от 0,01 до 6%.

Предложен состав [155] для повышения текучести тяжелых нефтей который в качестве блоксополимера окисей этилена и пропилена содержит блоксополимер окисей этилена и пропилена на основе сорбита с массовым содержанием окиси этилена – 26 – 33% и окиси пропилена – 67 – 74% и с молекулярной массой 20000 – 30000 у.е. , а в качестве оксиалкилированной полиэфирной смолы – диэпоксид Н-101 при следующем соотношении компонентов, %: блоксополимер окисей этилена и пропилена на основе сорбита с массовым содержанием окиси этилена 26-33% и окиси пропилена

67-74% и с молекулярной массой 20000-30000 у.е. – 30 – 45; диэпоксид Н-101 – 2 – 20; растворитель – остальное.

Более простой состав [156; С. 8] предложен для снижения вязкости высокопарафинистых нефтей, который в отличие от известных, в качестве оксиалкилированной полиэфирной смолы содержит диэпоксид Н – 101 при следующем соотношении компонентов, %: блоксополимер окисей этилена и пропилена, - 30 – 45; диэпоксид Н – 101 – 2 – 20, растворитель – остальное.

Предложен состав [157] для повышения текучести тяжелых нефтей отличающийся от известных тем, что в качестве блоксополимера пропилен – и этилен – оксидов он содержит блоксополимер окисей этилена и пропилена на основе глицерина и этилендиамина, а в качестве растворителя метанол и воду при следующем соотношении компонентов, %: БС-07 и ОП на основе глицерина – 17 – 19; БС-07 и ОП на основе этилендиамина – 33 – 37; деэмульгатор – 5 – 6 ; метанол – 30 – 35; вода – остальное.

Разработан состав [158] для снижения вязкости тяжелых нефтей отличающийся от известных тем, что активной основой является натриевая соль карбоксиметилата оксиэтилированного изопонилфенола общей формулы:



где: n – равно 12, и при этом состав дополнительно включает самоэмульгирующуюся органическую добавку на основе кремнийорганического соединения и водный раствор хлористого кальция в качестве растворителя при следующем массовом соотношении компонентов, % : натриевая соль карбоксиметилата

оксиэтилированного изопонилфенола – 25 – 35;  
самоэмульгирующаяся кремнийорганическая добавка – 0,01 – 0,1;  
хлористый кальций – 0 – 25 и вода – остальное.

Широко известны также ПАВ, как ОЖК, Дипроксамин-157 (100 % - ный), Дисольван-4111 (100 %- ный), Прогалит (товарный), В-3670, Х – 2647 (100 % - ный), Прохикор-2258 (товарный), 343 (товарный) и другие [159].

Однако, эти ПАВ более эффективны при снижении вязкостей высокосмолистых нефтей с меньшим содержанием минерализованных веществ (солей, глин и т.п.).

В работе [160] проведены систематические исследование эффективности промышленных ПАВ, использующихся для снижения вязкости тяжелых нефтей. Предложена их классификация по растворимости в водной и углеводородной фазе и механизма действия. Показано, что наиболее высокая поверхностно-активная способность характерна для реагентов, образующих твердые кристаллы. Изучено влияние состава товарной формы ПАВ, способа и температуры ее ввода на эффективность снижения вязкости тяжелых нефтей. Показано, что максимальной эффективностью понижения вязкости нефти соответствуют расход реагента, состав товарной формы и температура ввода ПАВ. Предположен механизм действия ПАВ обусловленный снижением скорости кристаллообразования имеющихся парафинов и других сопутствующих углеводородам компонентов. Выявлена взаимосвязь диэлектрических параметров товарных форм ПАВ с их способностью образовывать мелкие кристаллы парафина.

Предложен способ оптимизации свойств товарных форм ПАВ и получения их синергетических композиций по результатам диэлектрических исследований.

Особенности механизма действия ПАВ при разрушении эмульсий описаны в работе [161], где заключаются в определяющей роли флокуляции капель с последующей их коалесценцией независимо от типа ПАВ.

В образовании мелких кристаллов парафина значительную роль играют сопутствующие тяжелой нефти вещества, которые тормозят образование более крупных кристаллов.

В работе [162] показано, что механические примеси, накапливаясь на поверхности, приводят не только к стабилизации крупных капель воды, но и к росту доли высокодисперсной части глобул воды, которые являются наиболее трудно извлекаемыми компонентами. Установлено, что механизм удаления из тяжелых нефтей механических примесей и воды взаимосвязан: более полное удаление механических примесей с поверхности раздела в водную фазу приводит, в свою очередь, к облегчению коалесценции капель воды, снижению агрегативной устойчивости эмульсии и более полному выделению капель воды. Изучено влияние индивидуальных ПАВ различной природы и функционального назначения и их композиций в различных соотношениях на эффективность понижения вязкости тяжелых нефтей. Установлен синергетический эффект при использовании неионогенного ПАВ и смачивателя. Наибольшую эффективность показала композиция, в которой в качестве неионогенного ПАВ использовалась

оксиэтилированная алкилфенолформальдегидная смола, а в качестве смачивателя – октаглицериды алкилянтарных кислот –  $\text{HOOCCH}_2(\text{C}_{11}\text{H}_{26})_n\text{CH}_2\text{COOH}$  (где  $n=8-12$ ) в соотношении 75:25÷60:40. Выполнена оптимизация состава композиции разработанного ПАВ (НПАВ + смачиватель) и определено оптимальное соотношение НПАВ и смачивателя СВ – 104n в композиции ПАВ равное 60:40.

Как видно, химический способ понижения вязкости и повышения текучести тяжелых нефтей несмотря на большой ассортимент ПАВ, не обеспечивает полное интенсивное движения нефтей по трубопроводам, что прежде всего, связано с их сложным многокомпонентным и полидисперсным составом.

Следовательно, для эффективного понижения вязкости высокопарафинистых и высокосмолистых нефтей необходимо использовать различные способы повышения текучести последних, включая электрофизические (электромагнитные) методы воздействия.

Таким образом, проведенный анализ литературы по рассматриваемой тематике показал, что в настоящее время нет универсального способа, обеспечивающего эффективную транспортировку высоковязких нефтей. Это диктует необходимость применения индивидуального подхода, включающего всестороннее исследование состава и свойств транспортируемой нефти по трубопроводу и применение нетрадиционных комбинированных способов их обработки. При этом необходимо подбирать эффективный ПАВ для снижения

вязкости тяжелых нефтей. В отдельных случаях можно создавать новые композиции ПАВ для снижения вязкости высокопарафинистых и высокосмолистых нефтей с учетом других сопутствующих углеводородам веществ.

## **ГЛАВА II. МЕТОДЫ АНАЛИЗОВ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПОНИЗИТЕЛЕЙ ИХ ВЯЗКОСТЕЙ**

Как отмечалось в главе I высокая вязкость нефтей обусловлено содержанием в нем твердых соединений, которые образуют различные слои, препятствующие движению нефти по внутренней части трубопроводов. К их числу следует отнести: парафины, церезины, смолы, асфальтены, механические примеси, серосодержащие соединения и другие дисперсные вещества. На каждом промысле, где используют транспортировку нефти по трубопроводу осуществляются стандартные анализы, позволяющие подбирать соответствующие понизители вязкости и условия их применения. При этом, параллельно следует определить физико-химические и другие показатели применяемых понизителей вязкости высоковязких и тяжелых нефтей.

### **2.1. Методы анализов физико-химических показателей высоковязких и тяжелых нефтей**

На нефтедобывающих и перерабатывающих предприятиях используют множества методов анализа, физико-химических показателей высоковязких и тяжелых нефтей. Однако, на наш взгляд достаточным можно считать следующие анализы нефтей, необходимых для их транспортировки по трубопроводам:

Количество нейтральных смол в нефтях определяли адсорбцией их свежепрокаленной окисью алюминия. При этом анализы проводились в хроматографической колонке при 15-кратном количестве окиси алюминия по отношению к навеске

нефти. После отмывки масел с окиси алюминия чистым петролейным эфиром смолы десорбировались спиртобензольной смесью (1:4) [163].

Асфальтены определяли осаждением при 40-кратном растворении навески нефти в петролейном эфире (фт-до 70<sup>0</sup>) [164].

Температуру вспышки нефти находили по Мартенс-Пенскому и Бренкену [165].

Кинематическая вязкость нефти определялась в вискозиметре Хеплера, где постоянство температуры поддерживалось с помощью ультратермостата [5].

Содержание серы в нефти определяли методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии [166].

Температуру застывания нефти определяли по методу ГОСТ 1533-42 [167].

Парафин в нефтях определяли по Гольде с деструкцией и последующим растворением и вымораживанием в дихлорэтаноле при - 20°С [168].

Плотность нефти определяется при установленной температуре с помощью плотномера или же пикнометрическим способом.

В качестве понизителей вязкости тяжелых нефтей нами использованы смеси фосфолипидов и триацилглицеридов, получаемых на основе гидратации технического хлопкового масла.

Фосфатидную эмульсию, выделенную при гидратации масел, высушивали под вакуумом при температуре 50<sup>0</sup>С и анализировали.

Содержание влаги, масла, фосфолипидов, веществ, нерастворимых в диэтиловом эфире, а также кислотное число масла в фосфатидном концентрате определяли по известным методикам [169].

Групповой состав фосфолипидов определяли методом тонкослойной хроматографии в системе хлороформ-метанол-вода (65:25:4); идентификацию групп осуществляли предварительно по цветным реакциям и метчикам [169].

Содержание механических примесей в нефти и в её эмульсии определяли по стандарту [170];

Содержание минеральных солей в ВНЭ определяли по методу, описанной в [171];

В качестве разбавителей предложено использовать газовый конденсат, получаемый из местных природных газов.

Массовая доля воды в газоконденсате по ГОСТу 2477 [172].

Массовая концентрация хлористых солей в газоконденсате по ГОСТу 21534 [173].

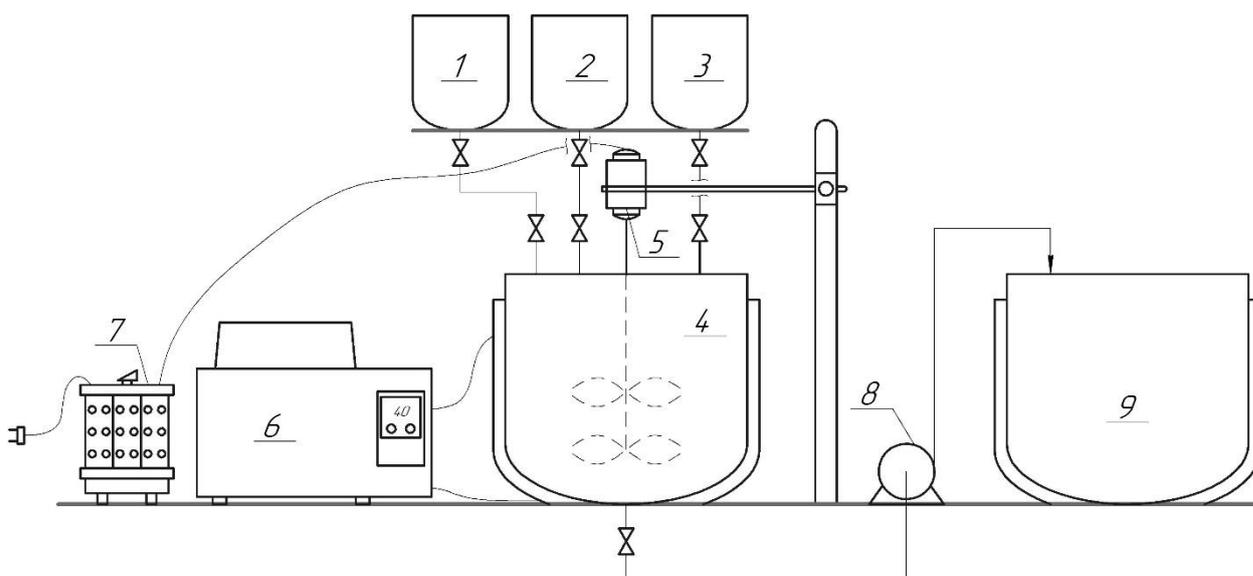
Массовая доля серы в газоконденсате по ГОСТу 19121 [174].

Плотность газоконденсата на потоке трубопроводах определяется плотномерами.

Таким образом, повышение текучести высоковязких нефтей на основе применения смеси фосфолипидов и триацилглицеридов, а также показателей стабильных газовых конденсатов можно обосновать выбор того или иного понизителя вязкости тяжелых нефтей.

## 2.2. Лабораторная установка для получения композиции понизителей вязкости тяжелых нефтей

Лабораторная установка для получения композиции понизителей вязкости для местных высоковязких нефтей представлена на рис. 2.1.



1, 2, 3-сборник; 4-смеситель; 5-электродвигатель; 6-водяная баня с насосом; 7-ЛАТР; 8-насос; 9-бак готовой композиции.

**Рис. 2.1. Лабораторная установка для получения композиции понизителей вязкости тяжелых нефтей**

Данная лабораторная установка функционирует следующим образом: из сборников 1, 2 и 3 смесь фосфолипидов, хлопковый соапсток и газовый конденсат самотёком поступают в смеситель 4, где с помощью электродвигателя 5 перемешивается, где обороты регулируются ЛАТРом 7. Температура процесса получения композиции настраивается с помощью водяного бани с насосом 6. Готовая композиция насосом 8 поступает в бак 9.

Таким образом, смонтированная лабораторная установка позволила получить композицию для увеличения текучести местных высоковязких нефтей за счет снижения их вязкости.

### **2.3. Различительные физико-химические показатели высоковязких и тяжелых местных нефтей**

Для лабораторных исследований нами из промышленных объектов были отобраны ряд образцов высоковязких и тяжелых местных нефтей для повышения их текучести по трубопроводам. К числу таких высоковязких и тяжелых нефтей целесообразно отнести углеводороды следующих месторождений: Джаркурганского, Андижанского и Мингбулакского месторождений, расположенных в Узбекистане.

Анализ нефтяных месторождений Узбекистана позволил сравнить основные составы добываемых в них нефтей с различными физико-химическими свойствами (табл. 2.1.).

Из табл. 2.1 видно, что добываемые нефти сильно различаются между собой по содержанию сернистых соединений, асфальтенов, парафинов, силикогелевых смол и др. Нефти, содержавшие большое количество асфальтенов, парафинов и силикагелевых смол часто образуют трудно проницаемые щели во внутренней части трубопроводов.

Таблица 2.1

## Физико-химические характеристики нефтей основных месторождений Узбекистана

Месторождение	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура застывания, °С	Содержание отдельных компонентов, % масс				
			Сера	Асфальтены	Кокс	Парафины	Силикагелевые смола
Амударья	998	+24	9,3	49,0	8,90	6,6	59,2
Миршади	961	+4	3,40	8,35	13,83	7,8	38,69
Ляльмикор	958	+18	3,6	9,80	3,25	2,2	27,8
Кокайты	954	+17	4,25	8,8	4,76	1,4	30,9
Коштар	937	+28	8,1	4,8	5,03	6,2	23,9
Ханкыз	894	+20	-	2,08	5,29	11,5	17,6
Северный Уртабулак	877	-18	3,25	2,30	4,9	5,7	10,3
Варык	869	+10	-	0,96	3,12	12,3	14,00
Крук	868	-19	1,25	0,25	3,6	8,0	9,6
Андижан	858	+7	0,26	1,50	4,37	13,4	8,6
Южный Аламышик	849	+5	-	0,58	2,5	21,3	10,3
Северный Сох	847	+6	0,08	0,62	3,54	4,4	13,50
Кокдумалак (контроль)	873	-10	2,09	2,90	7,4	3,8	4,68

По сведениям [175] Ферганские нефти малосернистые, относятся к малосернистым метаново-нафтеново-ароматическому типу, содержат значительное количество лёгких фракций (около 65 % фракций до 300 °С для отдельных нефтей). Основная масса ферганских нефтей смолистая. Причем, количество высокосмолистых нефтей также значительно.

Из ферганских нефтей можно выделить два типа гудронов: мазеобразные, несмотря на большую глубину отбора фракции (типа Южно Аламышикских) и смолистые (типа Избаскентских) [176].

В Южном Узбекистане Джаркургане в основном добывают нефть из месторождений Хаудаг, Чигара и Кокайты, которая отличается большим содержанием серы, смол, парафина и малых количеств лёгких фракций углеводородов. В данной нефти преобладают ароматические и нафтеновые углеводороды [177].

В табл. 2.2 представлены физико-химические характеристики двух образцов Джаркурганских нефтей из месторождений Хаудаг и Чигара [178].

По сведениям [178] Джаркурганские нефти в основном пригодны для производства битумов различных марок. Переработка таких нефтей на масла нецелесообразна из-за преобладания ароматических углеводородов в масляных дистиллятах. Даже подвергнутые глубокой очистке химическими реагентами, минеральные масла будут оставаться нестабильными во всех случаях из-за их разнообразного состава.

Таблица 2.2

**Физико-химические характеристики  
Джаркурганских нефтей [178; С. 91]**

Показатели нефти	Месторождения нефти		
	Мингбулак	Хаудаг	Чигара
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	857,1	977,1	918,3
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 50 °С при 80 °С	121,52	- 403,1	28,4 -
Вязкость условная, ВУ-80	-	51	2,8
Температура застывания, °С	8	22	14
Коксуемость, % масс	3,2	11,7	5,4
Содержание, % масс			
-асфальтенов	6,8	9,2	2,1
-смола	15,65	50,4	25,3
-парафинов	16,0	3,8	6,7
-серы	0,048	3,6	1,7
-воды	2,1	2,8	2,5
-мех. Примесей	0,012	0,009	0,016
Температура вспышки, °С	101	164	71
Фракционный состав, % масс НК		256	117
до 200 °С	0,9	0	6
до 250 °С	1,8	0	10,0
до 300 °С	10,5	4	15,5
до 350 °С	13,0	13	26,0
до 400 °С	23,0	24	47,5
до 450 °С	30,0	32,5	61,0

Причём, переработка таких нефтей на товарные светлые продукты (бензин, лигроин, керосин) также неэффективно из-за малого содержания их в нефтях и высокой сернистости.

Джаркурганская нефть характеризуется высокой обводнённостью, стойкой эмульсией и трудностями ее обезвоживания и обессоливания [179].

Бухарская нефть заметно отличается от ферганских нефтей повышенным содержанием серы (до 0,7 %). Количество парафина в данной нефти превышает более 2%. По содержанию смол эта нефть может быть отнесена к смолистым, хотя в самой нефти содержится более 11 % акцизных смол. В нефти содержится большое количество светлых фракций – до 300 °С отгоняется 65%, масел только 7% (маловязкие) и гудрона – 8 % [180].

По сведениям [181] Мингбулакская нефть (Наманганская обл.) является высокопарафинистой нефтью.

В табл. 2.3 представлены физико-химические характеристики Мингбулакской нефти. Элементарный состав Мингбулакской нефти следующий: Н-14,54%, С-84,93% и N-0,64%.

**Таблица 2.3**  
**Характеристики Мингбулакской нефти [181]**

Показатели нефти	Значения
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,857
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 80 °С	121,52
Содержание серы, %	0,048
Содержание асфальтенов, %	6,8
Содержание силикогелевых смол, %	15,65
Содержание парафинов % масс	16,00
Температура плавления парафина, °С	30,0
Температура начала кипения, °С	69,0
Фракционный состав, %	
до 250 °С	1,8
до 275 °С	5,6
до 300 °С	10,5
до 325 °С	12,0
до 350 °С	13,0
до 375 °С	16,0
до 400 °С	23,0
до 425 °С	25,0
до 450 °С	30,0

В настоящее время, основными поставщиками нефти (более 80%) на Ферганский и Бухарский нефтеперерабатывающие заводы являются месторождения, расположенные в Кашкадарьинской и Бухарской областях.

Таким образом, анализируя состав и свойства нефтей, добываемых в Узбекистане, можно сделать вывод о том, что для образования стойких ВНЭ нефть некоторых месторождений содержит достаточное количество ПАВ (асфальтенов, смол, парафина и т.п.), обеспечивающих их устойчивость. При этом выявлено, что в местных ВНЭ недостаточно изучены состав и свойства дисперсных механических примесей, которые также являются факторами их стойкости.

#### **2.4. Статистическая оценка погрешностей и измерений физико-химических показателей нефтей**

В процессе исследования использовали приборы и средства измерения, которые имеют определенный класс точности и погрешности [182].

Поэтому, необходимо определить общую величину погрешностей, допущенных в ходе анализа или измерения параметров рассматриваемого процесса [182].

По данным [183] предельная относительная погрешность ( $\delta_{lim}$ ) и средняя квадратичная погрешность ( $v$ ) связаны в следующем виде:

$$\delta_{lim} = 3 \cdot v \quad (2.1)$$

Здесь вероятная погрешность измерения определялась по формуле [184]:

$$\delta_B = 0,6745 \cdot v \quad (2.2)$$

Для определения общей величины погрешностей, допущенных в анализах, необходимо рассчитать их индивидуальные ошибки, т.е. погрешности.

В ходе экспериментов температуру нефти определяли с использованием ртутного термометра с ценой деления  $0,5^\circ\text{C}$ . Диапазон измерения температуры менялся от 10 до  $100^\circ\text{C}$ , где предельная относительная погрешность равнялась:

$$\delta_{T_{\text{lim}}} = \frac{K_T \cdot 100}{T} = \frac{0,5 \cdot 100}{90} = 0,55 \% \quad (2.3)$$

где:  $K_T$  – цена деления шкалы;

$T$  – диапазон измеряемой температуры.

При введении депрессаторов в нефть погрешность опыта складывается из класса точности весов и безвозвратного остатка в посуде.

На основании многократных опытов установили, что средняя величина безвозвратных потерь равна 0,006 г, что в процентах составляет:

$$\delta_{\bar{n}_{\text{lim}}} = \frac{0,006 \cdot 100}{0,5} = 1,2 \% \quad (2.4)$$

где: 0,5 – средняя навеска деэмульгатора, г.

Время депрессования нефти определяли секундомером с ценой деления 0,2 с. Если данный процесс протекает за 900 с, т.е. за 15 минут, то предельная относительная погрешность будет равна:

$$\delta_{\tau \text{ lim}} = \frac{K_{\tau} \cdot 100}{\tau} = \frac{0,2 \cdot 100}{900} = 0,02 \% \quad (2.5)$$

где:  $K_{\tau}$  – цена деления шкалы секундомера;

$\tau$  – время деэмульгирования ВНЭ, с.

При использовании пружинного манометра с классом точности 0,3 со шляпой 0 – 98 кПа предельная относительная погрешность в измеряемом диапазоне остаточного давления 2 – 41 кПа равняется:

$$\delta_{P \text{ lim}} = \frac{P_{\text{max}} \cdot K_P}{P} = \frac{98 \cdot 0,3}{39} = 0,75 \% \quad (2.6)$$

Таким образом, сумма вышеприведенных погрешностей ( $\sum \delta_{\text{lim}} = \delta_{T \text{ lim}} + \delta_{c \text{ lim}} + \delta_{\tau \text{ lim}} + \delta_{P \text{ lim}}$ ), допущенных в процессе депрессования нефти составила 2,52 %, что не превышает допустимую погрешность при работе с такими объектами и изучении таких процессов.

### **ГЛАВА III. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ПАВ, СНИЖАЮЩИХ ВЯЗКОСТЬ ВЫСОКОСМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ**

В Узбекистане проблема транспортировки высоковязких и тяжелых нефтей решается различными способами с использованием понизителей вязкостей, получаемых на основе местных сырьевых ресурсов. В трубопроводах близких к источнику переработки т.е. нефтеперерабатывающему заводу в больших количествах используют газовые конденсаты, получаемые из местных природных газов. На промыслах или в установках подготовки нефти (УПН) в большинстве случаев используют комбинированные депрессаторы, содержащие понизители вязкости, углеводородные растворители и другие. По результатам литературного анализа выявлено, что в качестве депрессаторов высоковязких нефтей можно использовать смеси фосфолипидов с триацилглицеридами, получаемыми методом гидратации растительных (в частности хлопковых) масел. Такие понизители вязкости относятся к поверхностно-активным веществам со сложными структурными и реологическими свойствами. Учитывая это, нами в данной главе были изучены данные депрессаторы или их растворы в газоконденсатах при снижении вязкости местных высоковязких нефтей.

### **3.1. Изучение влияния смеси фосфолипидов с триацилглицеридами на изменение вязкости тяжелых нефтей**

В процессе гидратации растительных (в частности хлопковых) масел выделяются смеси фосфолипидов с триацилглицеридами, которые считаются природными поверхностно-активными веществами (ПАВ). Такие вещества используют в основном для эмульгирования пищевых продуктов, предотвращения окислительных процессов т.е. в качестве антиоксидантов и др. К сожалению, имеются технические смеси фосфолипидов с триацилглицеридами которых нельзя использовать для пищевых целей. К таким ПАВ относятся фосфолипиды сырых хлопковых масел, полученных прессовым или экстракционным способами. Поэтому, их применения для технических целей позволяет заменять синтетические ПАВ на природные, более дешевый понизители вязкостей тяжелых нефтей.

Нами в лабораторных условиях из вышеупомянутых растительных масел извлечены фосфолипиды, которые значительно отличаются по составу и физико-химическим свойствам.

К сожалению, в растительных маслах часть фосфолипидов независимо от вида гидратируемого водного раствора и применения микровольнового излучения практически не извлекается и остаются в составе исходного сырья. Поэтому, на практике извлекаемые фосфолипиды условно классифицируют на гидратируемые и негидратируемые.

В табл. 3.1 представлены основные характеристики фосфолипидов полученных из местных растительных масел.

Таблица 3.1

**Фосфолипидный состав гидратируемых ПАВ, полученных из местных растительных масел**

Показатели фосфолипидов	Основные фосфолипиды, полученные из следующих масел			
	хлопкового	подсолнечного	соевого	сафлорового
Кислотное число, мг КОН/г	7,55	16,45	14,36	15,45
Содержание сопутствующих фосфолипидам веществ, %:				
- госсипол	2,75	-	-	-
- зола	1,66	4,35	4,90	4,75
- азот	1,26	1,10	1,12	1,18
- фосфор	3,67	3,40	3,90	3,32
- углеводы (общее)	3,75	5,90	9,10	6,25
- неомыляемые вещества	4,57	1,96	2,36	2,20
Жирно-кислотный состав фосфолипидов, %:				
- миристиновая C <sub>14:0</sub>	0,1	0,2	0,1	0,3
- пальмитиновая C <sub>16:0</sub>	23,4	8,3	8,1	7,7
- стеариновая C <sub>18:0</sub>	3,1	5,1	5,4	3,8
Σ насыщенных жирных кислот	26,6	13,6	12,6	11,8
- олеиновая C <sub>18:1</sub>	17,0	26,1	16,2	25,0
- линолевая C <sub>18:2</sub>	56,2	60,3	68,4	62,7
- линоленовая C <sub>18:3</sub>	0,2	-	2,8	0,5
Σ ненасыщенных жирных кислот	73,4	86,4	87,4	88,2

Поэтому, фосфолипиды имеют различную степень поверхностно-активных свойств, что дополнительно подтверждается результатами анализа их жирно-кислотного состава (табл. 3.1).

Из табл. 3.1 видно, что хлопковое масло по степени насыщенности (C<sub>16:0</sub> до 24%) во много раз превосходить жидкие растительные (соевое и сафлоровое) масла. Необходимо отметить, что увеличение насыщенных жирных кислот в фосфолипидах

обусловлено значительным повышением низко- и среднемолекулярных кислот. Так например, фосфолипиды соевых масел содержат больше насыщенных кислот, чем фосфолипиды сафлорового масла.

В табл 3.2 представлен групповой состав фосфолипидных ПАВ выделенных из местных растительных масел упомянутых выше.

**Таблица 3.2**

**Фосфолипидный состав гидратируемых ПАВ, полученных из местных растительных масел**

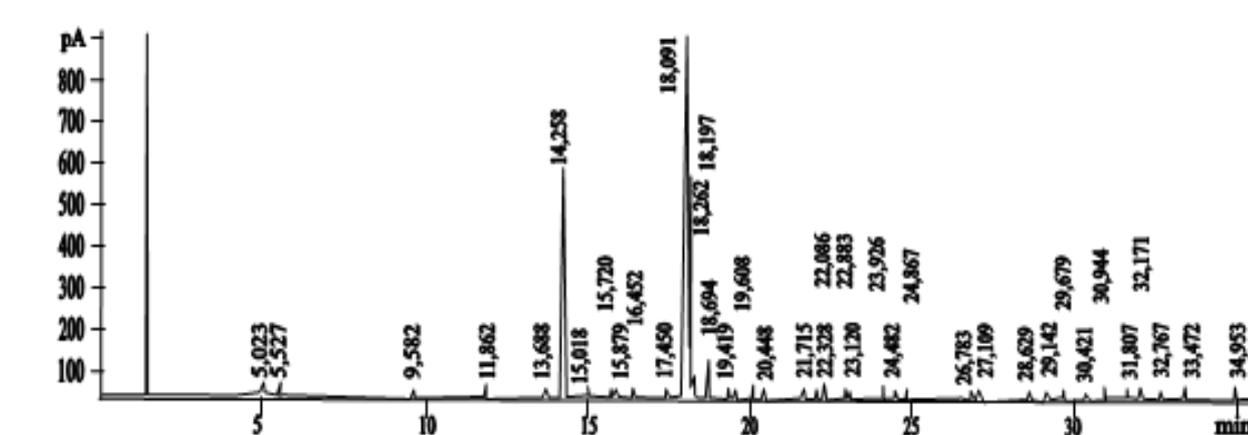
Виды фосфолипидов	Местные сырые растительные масла, %			
	хлопковое	подсолнечное	соевое	сафлоровое
Неидентифицированные	1,5	-	1,5	-
Фосфолипиды, дающие реакцию на N и инозитолы	8	10	-	12
Фосфатидхолины	23	26	24	24
Лизофосфатидилхолины	1,5	1,5	2	2
Фосфатидилинозитолы	28	12,5	5	13
Фосфатидилсерины	3,5	8	11	5
Лизофосфатидилсерины	0,5	-	2	-
Фосфатидилэтанолламины	12	14	16	12
Лизофосфатидилэтанолламины	1,5	-	1,5	-
Фосфатидные кислоты	2,5	6	11	8
Полифосфатидные кислоты	9	7	9	5
Дифосфатидилглицерины	9	15	17	19

Из табл. 3.2 видно, что видов фосфолипидов с изменением природы растительных масел имеют значительные отличия, которые определяют их поверхностно-активные свойства.

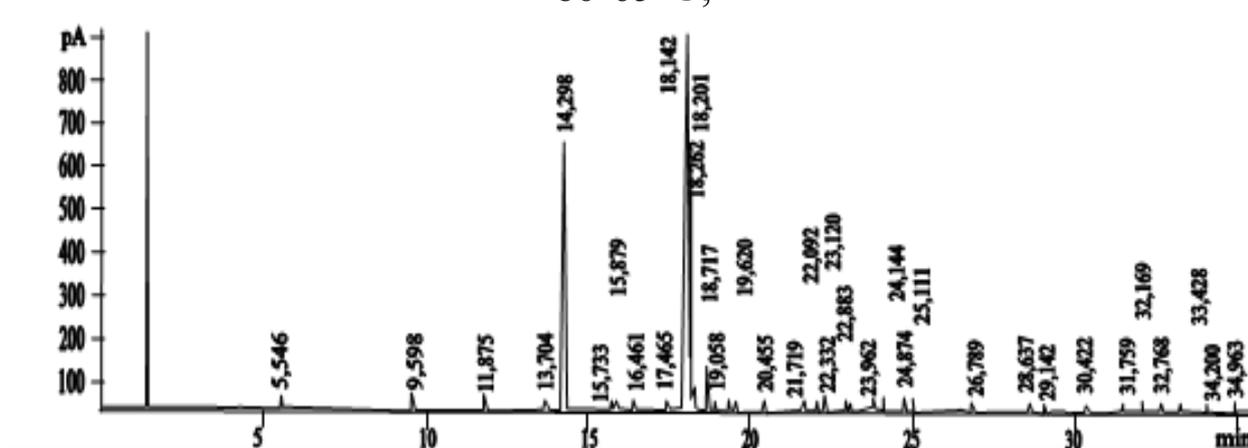
Следовательно, фосфолипиды, полученные из местных растительных масел практически идентичны аналогам, полученным в других странах СНГ и они (кроме хлопкового) могут быть

использованы в пищевой промышленности. Причем, поверхностно-активные свойства полученных фосфолипидов вполне удовлетворяет объекты их применения и могут использоваться в качестве эмульгаторов, понизителей вязкости, антиокислителей и т.п.

Нами проанализированы 2 образца фосфолипидов, полученных из прессового и экстракционного хлопковых масел (рис. 3.1).



а) образец ФЛ, полученных из форпрессового хлопкового масла гидратацией 4%-ной дистиллированной водой при температуре до 60-65°C;



б) образец ФЛ, полученных из экстракционного хлопкового масла гидратацией 4%-ной дистиллированной водой при температуре до 60-65°C.

**Рис. 3.1. Хроматограммы фосфолипидов (ФЛ), полученных из прессового и экстракционного хлопковых масел**

Из рис. 3.1 видно, что способы получения фосфолипидов из различных масел в определенной степени влияют на их жирные кислоты. Известно, что метиловые эфиры жирных кислот идентифицируют по величинам численных значений относительно удерживаемых объемов [185]. При этом содержание индивидуальных жирных кислот определяли графически по площадям пиков, вычисленных с учетом коэффициента пересчета стандартных отклонений [186].

Жирные кислоты экстрагировали трижды диэтиловым эфиром. Далее, эфирные вытяжки промывали дистиллированной водой до нейтральной среды, сушили над сульфатом натрия, затем отгоняли. Жирные кислоты метилировали свежес приготовленным диазометаном. Очистку полученных метиловых эфиров проводили в тонком слое силикагеля в системе растворителей «гексан:диэтиловый эфир=4:1», зону МЭ проявили в парах  $J_2$  и метиловые эфиры элюировали в силикагеле хлороформом. После удаления хлороформа МЭ растворяли в гексане и анализировали на приборе *AgilentTechnologies 6890 N* с пламенно-ионизационным детектором, используя капиллярную колонку длиной 30м с внутренним диаметром 0.32мм с нанесенной фазой HP-5 при температуре от 150 до 270°C. Газ-носитель – гелий.

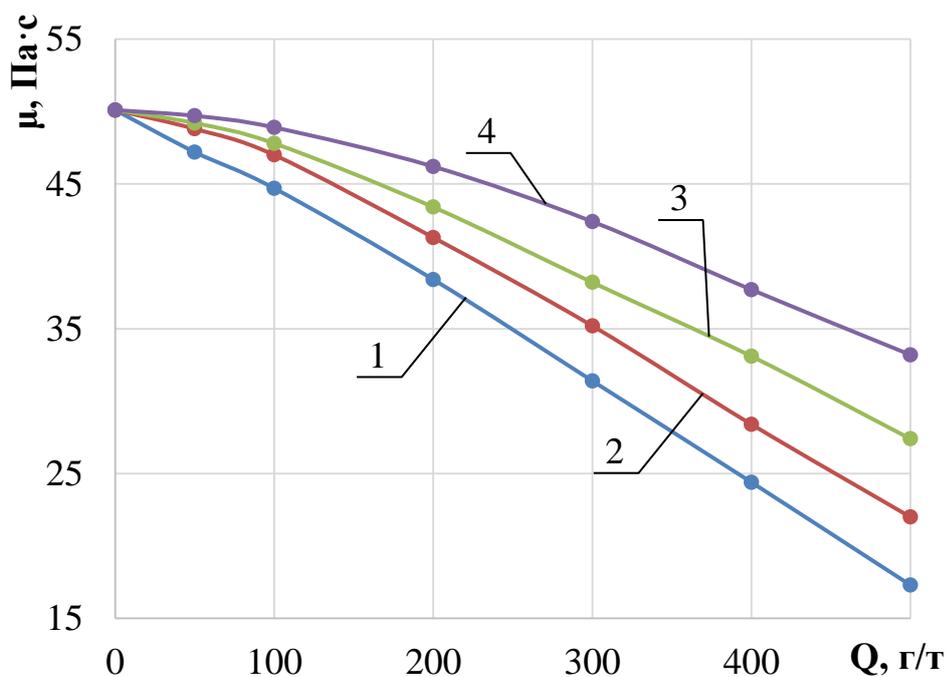
Эти данные послужили основой для расчета жирнокислотного состава фосфолипидов, полученных методом гидратации прессового (а) и экстракционного (б) хлопковых масел. Установлено, что на жирнокислотные составы фосфолипидов практически не влияет способы их получения и виды

гидратирующих реагентов (дистиллированная вода, 0,3%ная уксусная кислот и т.п.). Установлено, что раствор щелочи также не влияет на жирнокислотный состав получаемых фосфолипидов.

Следовательно, полученные результаты по анализу жирнокислотных составов фосфолипидов свидетельствуют о том, что замена традиционных гидратирующих агентов (дистиллированной воды, слабых растворов органических кислот) практически не влияют на их количественные значения.

Нами в лабораторных условиях были изучены влияния полученных ПАВ (смеси фосфолипидов с триацилглицеридами) на изменения вязкости местных тяжелых нефтей. При этом, в качестве изучаемого параметра использовали динамическую вязкость и скорость сдвига.

На рис. 3.2 показаны изменения динамической вязкости местных нефтей при использовании смеси фосфолипидов с триацилглицеридами, полученными методом гидратации хлопкового (технического), соевого, подсолнечного и сафлорового масел при расходе гидратирующего реагента 4% от общей массы масел.



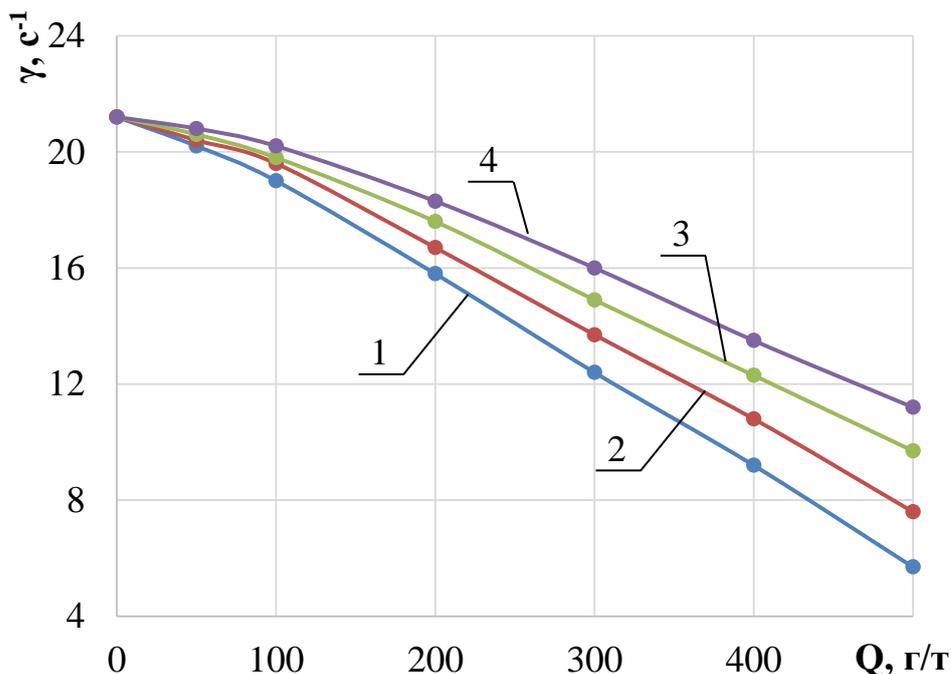
1-хлопковое; 2-соевое; 3-подсолнечное; 4-сафлоровое масла

**Рис. 3.2. Изменения динамической вязкости местных нефтей при использовании смеси фосфолипидов с триацилглицеридами**

Из рис. 3.2 видно, что наибольшее понижение динамической вязкости местной Джаркурганской нефти наблюдается при использовании в качестве депрессатора хлопковых фосфолипидов в смеси с триглицеридами (кривая 1), далее, соевое (кривая 2), подсолнечное (кривая 3) и сафлоровое (кривая 4). Это связано с тем, что хлопковый фосфолипиды в смеси с триацилглицеридами содержат больше поверхностно-активных веществ, чем др. Это ещё связано с тем, что хлопковые фосфолипиды богаты госсиполу и его производным, которые также являются высокоактивными ПАВ.

Известно, что динамическая вязкость нефтей определяется параллельно с показателем динамического напряжения сдвига в Па. Учитывая это, нами была исследовано изменение данного показателя при увеличении расхода исследуемого депрессатора.

Полученные результаты произиллюстрированы на рис. 3.3.



1-хлопковое; 2-соевое; 3-подсолнечное; 4-сафлоровое масла

**Рис. 3.3. Изменения динамического напряжения сдвига местных нефтей при использовании смеси фосфолипидов с триацилглицеридами**

Из рис. 3.3. видно, что наибольшее значение динамического напряжения сдвига местных нефтей наблюдается при использовании технического хлопкового фосфолипидов вместе с триацилглицеридами. Другие депрессаторы менее активны при понижении вязкости тяжелых нефтей и порядок их расположения соответствует рис. 3.2.

Следует обратить внимание на основные показатели хлопкового фосфолипидов в смеси с триацилглицеридами, которые характеризуют их физико-химические свойства и составы сопутствующих веществ. Нами на основе стандартных методов были установлены основные значения данного депрессатора высоковязких нефтей.

В табл. 3.3 показаны сравнительные данные депрессаторов, полученных из хлопкового (технического), соевого, подсолнечного и сафлорового масел методом их гидратации 2%ным водным раствором лимонной кислоты в количестве 4% от общей массы масел.

**Таблица 3.3**

**Сравнительные показатели депрессаторов, полученных из хлопкового (технического), соевого, подсолнечного и сафлорового масел методом их гидратации**

Наименование фосфолипидов	Показатели фосфолипидов					
	Цветность, J <sub>2</sub>	Содержание фосфолипидов, %	Содержание нейтрального масла, %	Массовая доля влаги и летучих веществ, %	Содержание госсипола и его производных	Кислотное число масла фосфолипидов, мг КОН/г
Хлопковое	55-60*	56-64	35-45	0,1-1,4	0,15-1,5	9,0-15,0
Соевое	63-65	60-66	40-47	0,1-0,2	-	2,5-3,0
Подсолнечное	45-50	52-57	37-45	0,1-0,3	-	2,0-3,2
Сафлоровое	41-48	50-55	35-39	0,1-0,2	-	1,8-2,7

*Примечание: Цветность хлопкового фосфолипида определяли на приборе Ловибонда на 1см слое при постоянном 35 желтых.*

Из табл. 3.3 видно, что из рассмотренных депрессаторов хлопковое и соевое имеют определенные преимущества перед подсолнечным и соевым при понижении вязкости высоковязких нефтей за счет наличия в них высокого содержания ПАВ (фосфолипидов, нейтральных триацилглицеридов и др.).

Следует отметить, что хлопковый депрессатор можно использовать в качестве разжижителя высоковязких нефтей, которое предотвращает образования нежелательных продуктов

полимеризации, ассоциации, комплексообразования и других при их хранении и транспортировке по трубопроводам.

Положительное влияние хлопковых депрессаторов на улучшение текучести высоковязких местных нефтей можно объяснить тем, что он содержит фосфолипиды, моно- и диацилглицериды и другие вещества, которые имеют высокие поверхностно-активные свойства.

Фосфолипиды способны изменять фазовые и энергетические взаимодействия на поверхностях раздела полярной и неполярной фаз. Традиционно ПАВ имеют одну или несколько полярных (активных) групп. В предлагаемом фосфатидном депрессаторе полярные (активные) группы состоят из кислородосодержащих-эфирных, гидроксильных, карбоксильных: азотсодержащих-амино- и фосфорсодержащих групп. Причем, в составе таких активных групп могут быть и металлы. Фосфотид содержащий депрессаторы можно отнести к неионогенным ПАВ, хорошо растворяющимся в нефти и его продуктов переработки.

Из табл. 3.1-3.3 видно, что строение, полярность и поверхностные свойства фосфолипидных депрессаторов позволяет распространить общую теорию ПАВ академика П.А.Ребиндера на такие сложные и реологический специфические нефтепродукты.

Молекулы фосфолипидных депрессаторов в нефти существуют в истинно растворенном виде т.е. ассоциатов – димеров и мицелл различной формой и размеров с образованием полярного ядра в определенном образе, ориентированных к центру полярных формировании системы. Механизм действия

фосфолипидных депрессаторов на разжижение и повышение текучести высоковязких нефтей можно объяснить подобно ролью ПАВ в рассматриваемых системах.

Следовательно из рассмотренных депрессаторов хлопковое в частности, полученные из форпрессового масла методом его гидратации 2%ным водным раствором лимонной кислоты в количестве 4% от общей массы масла позволяет рекомендовать смесь фосфолипидов с триацилглицеридам следующего состава для понижение вязкости тяжелых нефтей (табл. 3.4).

**Таблица 3.4**

**Основное содержание компонентов смеси фосфолипидов с триацилглицеридами полученными из форпрессового и экстракционного масел**

Вид хлопковых фосфолипид ов	Содержание; %:								
	фосфора	золы	Азота	общих углеводород ов в т.ч.	свободных	связанных	неомы- ляемых липидов	госсиопола	Кислотное число, мг КОН/г
Прессовый	3,6- 3,8	1,5- 3,2	1,1- 1,2	3,5- 4,1	1,3- 1,5	2,2- 2,6	4,3- 4,8	2,2- 3,1	9,8- 15,5
Экстракцион ный	3,2- 3,4	2,5- 3,0	0,9- 1,1	3,1- 3,8	1,1- 1,3	2,0- 2,2	4,0- 4,5	2,0- 2,8	11,1- 16,5

Из табл. 3.4 видно, что при гидратации форпрессового хлопкового масла количество извлекаемых веществ, положительно влияющих на поверхностно-активные свойства получаемых депрессаторов больше, чем от экстракционного. Это связано с тем, что в начальной части производства данные компоненты больше извлекаются из исходного масла, чем в конце т.е. процессе их

экстракции. Поэтому, целесообразно для получения высокоактивных депрессаторов из смеси хлопковых фосфолипидов и триацилглицеридов использовать прессовое масло, полученное методом его гидратации 2%ным водным раствором лимонной кислоты.

Таким образом, результаты лабораторных исследований позволили ещё раз подтвердить целесообразность использования природных ПАВ (например смесей фосфолипидов с триацилглицеридами) для повышения текучести высоковязких нефтей и интенсификации процесса их транспортировки по трубопроводам различной конструкции.

### **3.2. Использование соапстоков в качестве депрессаторов для изменения вязкости местных нефтей**

Соапстоки являются побочными продуктами щелочной рафинации растительных масел и в их составе содержатся ряд поверхностно-активных веществ, способных понижать вязкости тяжелых нефтей. В Узбекистане основными видами растительных масел производимых на масло-жировых предприятиях являются хлопковое, соевое, подсолнечное и сафлоровое масла которые не смотря на их качества всегда подвергаются щелочной рафинации. В процессе щелочной рафинации растительных масел тёмные масла (хлопковое прессовое и экстракционное) и светлые масла (соевое, подсолнечное и сафлоровое) образуют различные по составу и свойствам соапстоки, которые в основном направляются на производства жирных кислот, мыла и другие технические цели. Отличительной особенностью тёмных хлопковых масел, полученных

прессовым или экстракционным способами является наличие в них госсипола и его производных, которых нету в светлых растительных маслах. Поэтому, хлопковые масла и их соапстоки считаются трудноперерабатываемым сырьем в получении светлых масел и жирных кислот. Дистилляция жирных кислот осуществляется с целью обесцвечивания получаемых продуктов из темноокращенных соапстоков.

Нами учитывая вышеизложенное были проведены сравнительные анализы состава и свойств соапстоков, полученных из вышеназванных растительных масел. В табл. 3.5 представлены основные показатели 4 видов соапстоков, полученных после щелочной рафинации соответствующих растительных масел.

**Таблица 3.5**

**Основные показатели 4 видов соапстоков, полученных из местных масло-жировых предприятий**

Наименование соапстоков	Физико-химические показатели соапстоков					
	Сод. мыла, %	Сод. нейтр. жира, %	Масс. доля неом. в-в, %	$T_{пл}, ^\circ C$	К.ч. соапстока мг КОН/г	Цвет при 20 $^\circ C$
Хлопковое	40-55	38-52	2,2-4,1	25-29	4,5-7,3	Тёмно-коричневый
Соевое	36-48	40-42	2,0-2,8	22-25	3,1-4,3	Желтый
Подсолнечное	34-46	38-40	1,8-2,5	20-23	2,8-3,1	Светло-желтый
Сафлоровое	33-45	36-39	1,7-2,3	18-21	2,5-3,0	Светло-желтый

Из табл. 3.5 видно, что хлопковый соапсток в отличии от других светлых соапстоков имеет более высокую температуру плавления (25-29 $^\circ C$ ) и цветность. При этом, из-за высокого расхода

щелочи содержание мыла в соапстоке достигает 45-55%, а нейтрального жира 38-52%. Все эти показатели в определенной степени изменяют физико-химические свойства хлопковых соапстоков, в частности их поверхностно-активные свойства, что безусловно отражается при понижении вязкости тяжелых нефтей и повышении их текучести по трубопроводам.

Известно, что использование химических реагентов (растворителей, разжижителей, поверхностно-активных веществ) в той или иной степени способствует повышению текучести высоковязких нефтей при их транспортировке по трубопроводу. Однако, при этом не всякие реагенты считаются эффективными, т.к. часть из них повышает взрывопожароопасность трубопроводов, а часть-сильно увеличивает себестоимость их транспортировки [187].

Хлопковый соапсток считается многофункциональной композицией водо-маслорастворимых компонентов и имеет щелочную природу. Он хорошо эмульгирует водно-нефтяную систему и сильно изменяет её поверхностно-активные свойства. На масло-жировых предприятиях Республики ежегодно накапливаются более 10 тысяч тонн хлопкового соапстока-отхода щелочной рафинации хлопковых масел, который содержит натриевые соли жирных кислот (мыла), фосфатиды, нейтральное масло, свободную щелочь, воду и др. [188].

Следует отметить, что содержащиеся в хлопковом соапстоке натриевые соли жирных кислот, фосфатиды, нейтральные масла и свободная щелочь сильно изменяют межмолекулярные связи

высоковязких нефтей и улучшает их структурно-реологические свойства при течении их по трубопроводу.

Для объективной оценки подбираемых или разрабатываемых депрессоров нами исследован индекс эффективности ( $J_{эфф}$ ), который вычисляется делением исходной динамической вязкости нефти на значение динамической вязкости смеси нефти с присадкой ( $J_{эфф} = \frac{\mu_{исх}}{\mu_{пр}}$ ). Данный индекс показывает во сколько раз уменьшается исходная динамическая вязкость исходной нефти при введении исследуемой присадки [189].

Нами на основе полученных экспериментальных данных рассчитаны индексы эффективности применения различных видов соапстоков для понижения динамической вязкости исследуемых нефтей. Расчетные значения индексов эффективности представлены в табл. 3.6.

**Таблица 3.6**

**Изменения индексов эффективности ( $J_{эфф}$ ) в зависимости от видов соапстоков и различных скоростях сдвига местных нефтей**

Наименование соапстоков	Индексы эффективности ( $J_{эфф}$ ) при следующих скоростях сдвига ( $\gamma$ ), с <sup>-1</sup>				
	9	48	81	243	437
Хлопковое	1,07	1,11	1,22	1,34	1,50
Соевое	1,08	1,1	1,27	1,37	1,64
Подсолнечное	1,08	1,12	1,22	1,32	1,63
Сафлоровое	1,06	1,12	1,25	1,39	1,59

Из табл. 3.6 видно, что применение хлопкового соапстока в качестве понизителя динамической вязкости ( $\mu$ ), дает наилучшие

результаты по сравнению с другими светлыми сапстоками. Здесь использование композиции мыла, нейтральных жиров и фосфолипидов позволяет значительно повысить текучесть высоковязких нефтей по трубопроводам за счет разрушения образующихся сопротивлений.

Известно, что высокая вязкость нефти не только осложняет процессы ее добычи из скважин, но и ее промышленную переработку, что отрицательно сказывается на их технико-экономических показателях. Конечно, использование разжижителей высоковязких нефтей сопровождается определенным испарением углеводородов в атмосферу, что с точки зрения экологии не одобряется, поэтому их преимущественно используют в смеси с другими депрессаторами (например фосфолипидами, триацилглицеринами, хлопковым сапстоком, нейтральным жиром и т.п. Механизм действия рекомендуемых ПАВ заключается в понижении поверхностного натяжения в межфазном слое т.к. они избирательно растворяются в одной из дисперсной среде, концентрируются на границе раздела фаз и образуют там адсорбционную пленку. Снижение поверхностного натяжения при этом способствует увеличению дисперсности дисперсной фазы.

Нефти являясь дисперсными системами при определенных условиях проявляют аномальные свойства, т.е. являются не Ньютоновскими жидкостями и характеризуются кажущейся (эффективной) вязкостью. Здесь эффективную вязкость ( $\eta$ ) нефти следует определить по формуле:

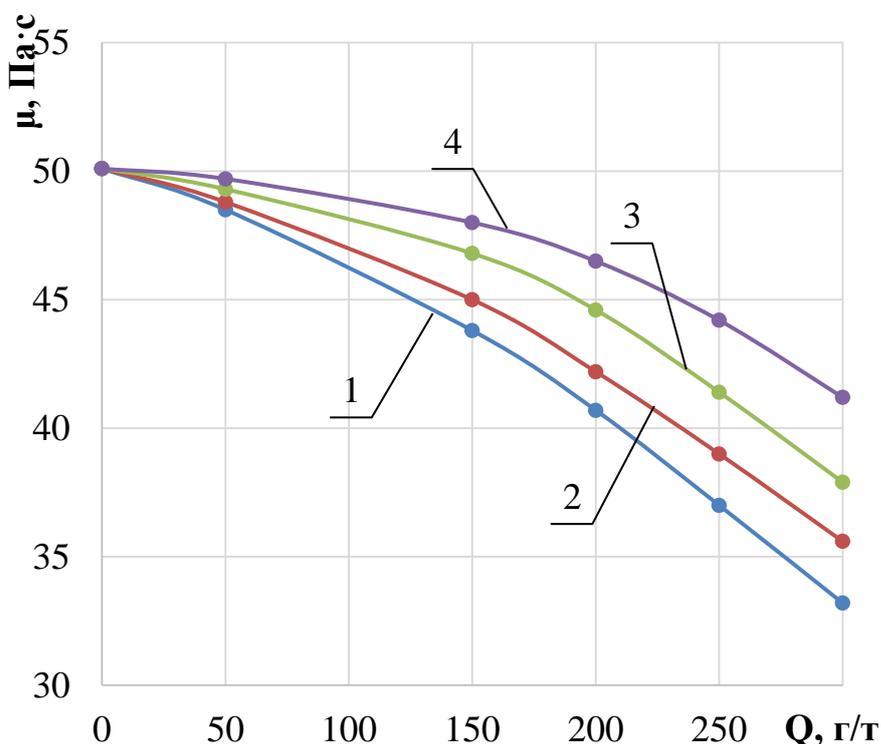
$$\eta = \tau_{\text{зад}}/\gamma \quad (3.1)$$

где:  $\tau_{\text{зад}}$  – заданное время, с;  $\gamma$  – скорость сдвига,  $\text{с}^{-1}$ .

Оценку эффективности определения вязкости с использованием вышеизложенной формулы (3.1), следует осуществлять с использованием вискозиметра ВПН-01.

Нами в лабораторных условиях были изучены влияния различных соапстоков на изменения вязкости местных тяжелых нефтей. При этом, в качестве изучаемого параметра использовали динамическую вязкость.

На рис. 3.4 показаны изменения динамической вязкости местных нефтей при использовании соапстоков, полученных из различных растительных масел.



1-хлопковый; 2-соевый; 3-подсолнечный; 4-сафлоровый

**Рис. 3.4. Изменения динамической вязкости местных нефтей при использовании соапстоков, полученных из различных растительных масел**

Из рис. 3.4 видно, что наибольшее понижение динамической вязкости Джаркурганской нефти наблюдается при использовании в качестве депрессатора хлопковый соапсток (кривая 1), далее, соевый (кривая 2), подсолнечный (кривая 3) и сафлоровый (кривая 4). Это связано с тем, что хлопковый соапсток в смеси с триацилглицеридами содержат большое количество поверхностно-активных веществ, чем др. Причем, хлопковый соапсток богат госсиполу и его производным, которые также являются высокоактивными ПАВ для снижения вязкости и повышения текучестиместных нефтей.

Эффективная вязкость оценивается с целью определения роли используемых депрессаторов из соапстоков и позволяет количественно выявить из них наиболее приемлимый. В табл. 3.7 представлены 4 вида соапстоков использованных для оценки эффективности изменения вязкостей местных нефтей.

**Таблица 3.7**

**Изменения эффективной вязкости местных нефтей при использовании местных депрессаторов на основе соапстоков**

Наименование соапстоков	Эффективная вязкость нефти, Па·с			
	6,30	9,45	12,60	15,75
Хлопковое*	0,251	0,255	0,259	0,267
Соевое**	0,547	0,552	0,561	0,569
Подсолнечное***	3,341	3,283	3,209	3,172
Сафлоровое****	3,362	3,294	3,254	3,195

*Примечание: \* - нефть месторождения Миршади; \*\* - нефть месторождения Шорчи; \*\*\* - нефть месторождения Жаркак; \*\*\*\* - нефть месторождения Андижан.*

Из табл. 3.7 видно, что наиболее эффективным депрессатором для повышения текучести высоковязких нефтей по трубопроводу следует считать хлопковый соапсток, который наряду с содержанием мыла, фосфолипидов, триацилглицеридов содержат определенное количество госсипола и его производных т.е. ПАВ для понижения вязкости тяжелых нефтей.

Таким образом, результаты исследования соапстоков в качестве депрессаторов высоковязких нефтей показали, что из них наиболее эффективным является технический хлопковый соапсток и далее, другие. Одной из причин такого явления является наличия в техническом хлопковом соапстоке госсипола и его производных, которые имеют повышенные поверхностно-активные свойства необходимые для получения высокоактивных депрессаторов высоковязких и тяжелых нефтей.

### **3.3. Понижитель вязкости тяжелых нефтей на основе хлопкового соапстока**

Сегодня транспортировка нефти по трубопроводу считается одним из экономичных способов их доставки на места переработки и потребления. При этом, в случае использования электродвигателей, чем выше вязкость транспортируемой нефти, тем больше происходит расход электроэнергии, а порой бывают случаи остановки движения высоковязких нефтей по трубопроводам из-за их нетранспортабельности.

Известно, что высокая вязкость нефтей обусловлена значительным содержанием в них парафина, церезина, смол, асфальтена, серы, механических примесей и др. [35, 190]

Использование химических реагентов (растворителей, разжижителей, поверхностно-активных веществ) и т.п. в той или иной степени способствует повышению текучести высоковязких нефтей по трубопроводу. Однако, при этом не всякие реагенты считаются эффективными, т.к. часть из них повышает взрывопожароопасность трубопроводов, а часть-сильно увеличивает себестоимость их транспортировки [191].

Поэтому, в настоящее время интенсивно ведутся поисковые работы по созданию эффективных реагентов-понижителей вязкости нефтей и разработке нетрадиционных (электромагнитных и т.п.) способов повышения их текучести по трубопроводу.

В Узбекистане на месторождениях Джаркурган, Джаркак, Шурчи и других добывают высоковязкие тяжелые нефти, которые требуют применения эффективных реагентов (депрессаторов) и нетрадиционных способов повышения их текучести по трубопроводам.

На масложировых предприятиях Республики ежегодно образуются более 10 тысяч тонн хлопкового соапстока - отхода щелочной рафинации растительных масел, который содержит в основном натриевые соли насыщенных и ненасыщенных жирных кислот (мыла), нейтральные жиры, фосфолипиды, госсипол, свободную щелочь и др. [192].

Как видно хлопковый соапсток является сложным по составу водомаслорастворимым веществом и имеет щелочную природу. Он хорошо эмульгирует воднонефтяную смесь и сильно изменяет её поверхностно-активные свойства, на подобии раствором мыла т.е. ионогенных ПАВ.

Концентрирование хлопкового соапстока, т.е. удаление из него значительного количества воды позволяет снизить его расход при транспортировке высоковязких нефтей, что позволяет стабилизировать технологические режимы переработки и доставки углеводородного сырья.

Доомыление хлопкового соапстока водным раствором NaOH позволяет значительно увеличить содержание натриевых солей жирных кислот и получить мылоподобный ПАВ для снижения вязкости тяжелых нефтей с высокими флокулирующими свойствами.

Нами осуществлено доомыление хлопкового соапстока 30 % - ным раствором NaOH до pH=9,0 с последующим процеживанием до постоянной массы при 65-70 °С.

В табл. 3.8 представлены основные показатели хлопкового соапстока до и после его доомыления раствором NaOH.

Из табл. 3.8 видно, что после доомыление хлопкового соапстока водным раствором NaOH в основном образует натриевые соли жирных кислот C<sub>14</sub>-C<sub>18</sub> и госсиполяты натрия, которые хорошо снижают вязкости нефтей и проявляют ингибирование флокуляции асфальтенов.

**Таблица 3.8**

**Основные показатели хлопкового соапстока до и после его доомыления водным раствором NaOH**

Показатели хлопкового соапстока	Ед. изм.	До доомыления	После доомыления NaOH
Цвет	визуально	коричневый	светло-коричневый
Консистенция	при 20°C	жидкая	мазеобразное
Массовая доля общего жира	%	34,7	1,3
Массовая доля жирных Кислот <sup>х)</sup>	%	31,2	66,2
Посторонние твердые Примеси	-	отс.	отс.

*х) Приложение: Под жирными кислотами в соапстоках подразумевают жирные кислоты, связанные в виде их натриевых солей.*

Из табл. 3.9 видно, что введение доомыленного хлопкового соапстока (в количестве 450 г/т) в состав нефти месторождений «Миршади», «Кокдумалак», «Жанубий Аламышик», «Джаркак» и «Шурчи» позволило значительно снижает их динамическую вязкость ( $\mu$ ). Причем, с увеличением скорости сдвига нефти (от 9 до 439  $\text{с}^{-1}$ ) степень снижения их динамической вязкости повышается, что положительно сказывается в улучшении их текучести по трубопроводу.

Присутствие в данных нефтях и доомыленном хлопковом соапстоке определенного количества воды способствует повышению процесса эмульгирования водорастворимых

компонентов в данной смеси и их поверхностно-активных свойств, что обуславливает хорошую текучесть по трубопроводам.

**Таблица 3.9**

**Изменения динамической вязкости нефти месторождений «Миршади», «Кокдумалак», «Жанубий Аламышик», «Джаркак» и «Шурчи» с добавкой доомыленного хлопкового соапстока (ДХС) в количестве 450 г/т в зависимости от скорости сдвига при 40 °С**

Скорость сдвига ( $\dot{\gamma}$ ), с <sup>-1</sup>	Динамическая вязкость нефтей ( $\mu$ ), Па·с									
	Наименование месторождения нефти									
	Кокдумалак (контроль)		Миршади		Жанубий Аламышик		Джаркак		Шурчи	
	исходная	с ДХС	исходная	с ДХС	исходная	с ДХС	исходная	с ДХС	исходная я	с ДХС
9	44,18	40,75	98,52	92,13	73,25	68,17	81,12	76,25	78,54	72,83
49	21,13	18,17	34,43	31,15	30,16	27,54	35,27	30,74	28,12	25,15
83	16,14	14,13	24,55	20,11	19,84	15,62	21,18	17,16	19,43	16,84
245	10,11	7,72	16,74	12,46	11,15	8,12	13,54	10,22	12,81	9,64
439	9,27	5,44	14,57	9,74	10,44	6,35	11,85	6,75	10,17	6,22

Содержащиеся в доомыленном хлопковом соапстоке натриевые соли жирных кислот, нейтральные масла, фосфатиды и свободная щелочь сильно изменяют межмолекулярные связи высоковязких нефтей и улучшает их структурно-реологические свойства. Известно, что динамическая вязкость нефтей зависит от температуры, скорости их сдвига и других показателей. Особенно данный показатель зависит от состава нефтей (содержания парафина, смол, механических примесей, серы и др.) [193].

Безусловно с изменением месторождений нефтей изменяются их составы и содержания, что требует индивидуального подхода при выборе эффективной присадки.

Учитывая это, нами исследован индекс эффективности ( $J_{эфф}$ ), который вычислялся делением исходной динамической вязкости нефти на значение динамической вязкости смеси нефти с присадкой ( $J_{эфф} = \frac{\mu_{исх}}{\mu_{пр}}$ ). Данный индекс показывает во сколько раз уменьшается динамическая вязкость исходной нефти при введении исследуемой присадки [194].

Нами на основе полученных экспериментальных данных рассчитаны индексы эффективности применения доомыленного хлопкового соапстока при понижении динамической вязкости местных нефтей. Результаты расчетов представлены в табл. 3.10.

**Таблица 3.10**

**Показатели индексов эффективности ( $J_{эфф}$ ) понижения вязкости местных нефтей доомыленным хлопковым соапстоком (ДХС) в количестве 450 г/т при 40 °С**

Скорость сдвига ( $\gamma$ ), с <sup>-1</sup>	Индексы эффективности ДХС				
	Наименование месторождений нефти				
	Кокдумалак (контроль)	Миршади	Жанубий Аламышик	Джаркак	Шурчи
9	0,45	1,08	1,09	1,08	1,09
49	0,57	1,12	1,14	1,09	1,15
83	0,62	1,24	1,29	1,25	1,24
245	0,73	1,36	1,39	1,35	1,35
439	0,84	1,54	1,67	1,79	1,66

Из табл. 3.10 видно, что применение доомыленного хлопкового соапстока в качестве понизителя динамической вязкости ( $\mu$ ) даёт наилучшие результаты при добавлении его в нефти месторождений «Джаркак», «Жанубий Аламышик» и «Шурчи». При этом с увеличением степени сдвига от 9 до  $439 \text{ с}^{-1}$  во всех исследуемых нефтях наблюдается значительные повышения индексов эффективности ( $J_{\text{эфф}}$ ) с использованием ДХС. При истечении сдвига  $\gamma=245\div 437 \text{ с}^{-1}$  показатель индекса эффективности использования доомыленного хлопкового соапстока при транспортировке выше указанных нефтей изменяется в пределах  $J_{\text{эфф}}=1,32\div 1,76$ . Из этих данных видно, что использование композиции мыла, фосфатидов и других компонентов в виде доомыленного хлопкового соапстока позволяет значительно повысить текучесть местных нефтей по трубопроводам.

Таким образом, проведенные исследования позволяют рекомендовать к использованию в качестве понизителя вязкость нефти доомыленного хлопкового соапстока (ДХС) – отхода масло рафинационного производства. При этом следует заметить, что наибольшее значение индекса эффективности ( $J_{\text{эфф}}$ ) предлагаемого ДХС наблюдается при высоких (более  $249 \text{ с}^{-1}$ ) скоростях сдвига, исследуемых нефтей.

### **3.4. Высокосмолистые нефти и проблемы их транспортировки по трубопроводам**

Добываемые в Узбекистане нефти в основном относятся к высокосмолистым и содержат множество веществ отрицательно влияющие на их транспортировку.

Сернистые соединения проявляют значительное влияние на вязкость и реологические свойства высокосмолистых нефтей. Поэтому для их транспортировки по трубопроводу часто используют линии подогрева, которые значительно завышают себестоимость транспортируемых нефтей.

Кроме того, структурно-механические свойства и вязкость высокосмолистых нефтей значительное влияние оказывают твердые парафины и церезины. Последние представляют собой белую кристаллическую массу, не растворимую в воде, но хорошо растворимую в бензоле. Их температура плавления меняется в следующих пределах от 22 до 85 °С, а церезины доходят до 90 °С. Все они хорошо растворяются в нефтях, образуя истинные молекулярные растворы. С уменьшением температуры плавления их растворенность в нефтях возрастает.

Специфическими свойствами владеют асфальтосмолистые вещества в нефтях, которые являются высокополярными и поверхностно-активными веществами, молекулярная масса которых меняется от 500 до 1200 и выше. Поэтому, с ростом молекулярной массы смол сильно изменяется их консистенция от тягучей липкой массы до твердого состояния. Это объясняется наличием в смолах кислородных, сернистых и азотистых соединений в различных соотношениях.

К нефтяным смолам наиболее близкими веществами считаются высокомолекулярные асфальтены, которые по молекулярной массе в 2-3 раза больше, чем у смол. Как правило асфальтены представляют собой твердые аморфные вещества

темного цвета, которые сперва набухают в растворителях, а затем переходят в раствор.

Как видно из вышерассмотренных веществ нефти на его вязкость т.е. Реологические свойства они могут влиять по-разному, что связано с их содержанием, совместимостью с другими компонентами и др.

Смолосодержащие нефти подразделяют на три группы: малосмолистые, где содержание асфальтена-смола меньше или равно 10%; смолистые, где содержание асфальтено-смола колеблется от 10 до 20 % и высокосмолистые, где содержание асфальтено-смолистых веществ колеблется от 20 до 35%.

Известно, что вязкость наряду с температурой застывания является одним из основных параметров, характеризующих текучесть нефти. При изменении температуры наблюдаются постепенные агрегативные переходы в нефтях т.к. они не являются индивидуальными химическими соединениями. Переходу из жидкого состояния в твердое предшествует зачустевание, а из твердого в жидкое плавление (размяччение). При этом, цвет нефти зависит в основном от асфальтеносмолистых соединений т.к. другие компоненты более безцветны.

Из вышеизложенного видно, что нефть это есть многокомпонентная, агрегативно меняющаяся с изменением температуры жидкость, неньютоновского поведения, что также сильно отрягается при его транспортировке по трубопроводу.

Среди проблем, осложняющих транспортировку смолистых нефтей часть упоминают фазовое изменение структуры

асфальтенов, парафинов и т.п, которые прилипая к внутренним стенкам трубопроводов уменьшают проходное сечение данной жидкости и повышает в них давление, которое разрывает швы, аварийно оснаавливает электроснабжение в насосах и часто доходит до сгорания двигателя [195].

Учитывая такие последствия нами были изучены составы промышленно важных месторождений нефти Узбекистана, значения которых представлены в табл. 3.11.

**Таблица 3.11**

**Основное содержание малосмолистых, смолистых и высокосмолистых нефтей Узбекистана**

Месторождения нефти	Содержание компонентов в нефти, %				
	Смоли	Асфальтены	Парафины	Сера	Кокс
<b>Малосмолистые (<math>AS \leq 10\%</math>) нефти:</b>					
Крук	9,5	0,3	8,5	1,3	3,75
Андижан	8,8	1,7	13,5	0,3	4,45
Южный Аламышик	9,7	0,8	22	0,2	3,10
Северный Уртабулак	9,9	2,5	6,1	3,5	5,25
Кокдумалок	5,4	3,1	4,3	2,3	7,80
<b>Смолистые (<math>10 &lt; AS \leq 20\%</math>) нефти:</b>					
Варык	14,5	1,15	13,4	0,3	3,55
Северный Сох	13,9	0,85	5,1	0,2	5,44
Ханкыз	18,2	2,54	12,5	0,4	6,13
<b>Высокосмолистые (<math>20 &lt; AS \leq 35\%</math>) нефти:</b>					
Коштар	24,5	5,1	6,5	9,1	5,65
Ляльмикор	28,4	10,2	3,1	4,3	3,53
Амударья	29,8	5,4	7,2	10,1	9,14
Кокайты	31,5	9,3	2,9	5,2	5,25
Миршади	35,4	9,5	8,4	4,8	13,6

Из табл. 3.11 видно, что содержание каждого компонента в малосмолистых, смолистых и высокосмолистых нефтях не имеет четкую корреляцию с другими соединениями.

Это можно объяснить различным условием, временем и месторождением их образования, что требует индивидуального

подхода при разработке и применении ПАВ для их эффективной транспортировки по трубопроводу.

Роль парафинов и церезинов в формировании реологических свойств нефти более сложная, чем другие компоненты т.к. фазовому изменению первыми поддаются именно они, образование кристаллов парафина и церезина резко уменьшает проводимость трубопровод. Поэтому, известные нефти классифицируют на малопарафинистые, парафинистые и высокопарафинистые [196, 197].

Учитывая это, мы сгруппировали известные местные нефти на три вышеотмеченные категории. При этом для фиксации данных анализировали плотности и температуры их застывания стандартизованными методами [46, 198].

Полученные результаты представлены в табл. 3.12.

Из табл. 3.12 видно, что с повышением плотность местных нефтей температура их застывания также повышается. При этом роль парафина очень мало, особенно в высокосмолистых нефтях. Причем высокопарафинистые нефти в основном добывают в Ферганской долине, а парафинистые в Сурхандарьинской области. Полученные данные позволяют определить необходимость повышения температуры и применения депрессатров при их транспортировке по трубопроводам.

Известно, что вязкость наряду с плотностью и температурой застывания является одним из основных параметров, характеризующих текучесть нефти. Они по текучести классифицируются на следующие группы: легкая нефть,

содержащая более 40% бензиновых фракций с низким содержанием парафина и смол; парафинистая нефть, обладающая высокой температурой застывания 5-20<sup>0</sup>С и выше; смолистая нефть, обладающая повышенной вязкостью. Для первой группы нефтей перекачка по трубопроводу не вызывает осложнений, для второй и третьей группы необходимо использовать специальные способы перекачки высоковязких нефтей [194, 199].

**Таблица 3.12**

**Изменения плотности и температуры застывания в зависимости от содержания парафина в местных нефтях**

Месторождение нефти	Содержание парафина, %	Показатели парафина	
		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура застывания, °С
<b>Малопарафинистые (П≤5%) нефти:</b>			
Кокайты	2,9	956	+16
Ляльмикор	3,1	960	+17
Северный Сох	5,1	851	+7
Кокдумалок (контроль)	4,3	871	-11
<b>Парафинистые (5&lt;П≤10%) нефти:</b>			
Крук	8,5	871	-20
Северный Уртабулок	6,1	880	-19
Коштар	6,5	940	+27
Амударья	7,2	992	+26
Миршади	8,4	958	+6
<b>Высокопарафинистые (П&gt;10) нефти:</b>			
Андижан	13,5	860	+9
Южный Аламышик	22	851	+8
Варык	13,4	873	+11
Ханкыз	12,5	896	+18

Существует и другой метод классификации нефтей по следующему показателю:  $\frac{a+c}{\Pi}$ , где значения местных нефтей представлены в табл. 3.13.

**Таблица 3.13**

**Типы местных нефтей и их  $\frac{a+c}{\Pi}$  значения**

<b>Месторождение нефти</b>	<b>Значения <math>\frac{a+c}{\Pi}</math></b>	<b>Тип нефти</b>
Южный Аламышик	0,4773	Смешанный
Андижан	0,7778	Смешанный
Варык	1,1679	Смешанный
Ханкыз	1,6592	Смешанный
Крук	1,1529	Смешанный
Миршади	5,3452	Высокосмолистый
Амударья	4,8888	Высокосмолистый
Коштар	4,5539	Смолистый
Северный Уртабулок	2,0328	Смолистый
Северный Сох	2,8922	Смолистый
Ляльмикор	12,4516	Высокосмолистый
Кокайты	14,0690	Высокосмолистый
Кокдумалок (контроль)	1,9767	Смешанный

Из табл. 3.13 видно, что низкоасфальтено-смолистые нефти Южного Аламышика, Андижана, Варыка, Ханкыза, Крук и Мингбулак (контрольные) относятся к смешанным т.к. граница значений  $\frac{a+c}{\Pi}$  находится в пределах 0,91-1,400.

Нефти месторождений Коштар, Северный Уртабулак и Северный Сох считаются смолистыми т.к. их  $\frac{a+c}{\Pi}$  значения располагаются в пределах 2,79-3,888, а месторождений Миршоди, Амударья, Ляльмикор и Кокайты относятся к высокосмолистым т.к. их  $\frac{a+c}{\Pi}$  значения превышают 4,774.

Как видно между рассмотренными методами классификации нефтей имеются расхождения, которые отражаются при определении их типов. Это связано с тем, что в первом методе мы не учитываем содержание асфальтенов, при определении названий нефти и лишь ограничиваемся результатами анализа содержания смол, что на наш взгляд является недостаточно объективным.

Таким образом, проведенные исследования местных нефтей позволило классифицировать их по содержаниям смол, асфальтенов и парафинов, основных компонентов, отражающих их вязкость. Результаты данного исследования могут быть использованы при выборе природы и количества понизителей вязкости местных нефтей перед их транспортировкой по трубопроводам. Причем, по достоверности второй метод классификации местных нефтей считается более объективным, чем первой, основанный на лабораторные анализы содержания смол в индивидуальных каждого месторождения.

### **3.5. Влияние гидро- и термодинамических факторов и вводимых в депрессаторов в состав высококязких нефтей**

Проблема образования и разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий считается одной из актуальных задач решение которой требует изучение состава и свойств добываемой нефти и пластовой воды. Все это в итоге позволяет принять правильное решение по выбору деэмульгатора, способов внешнего воздействия и др. Поэтому необходимо изучить состав и свойства исходного сырья т.е. водонефтяной эмульсии (ВНЭ), которая по

показателю расслаемости подразделяется на: легко расслаеваемые и устойчивые [30]. Присутствие в эмульсии попутного нефтяного газа осложняет процесс его разделения т.к. он выступает в качестве инициатора образования эмульсии [14]. Поэтому, изначально с целью стабилизации последующих процессов подготовки нефти удаляют из него попутный газ, методом сепарации [46].

По технологической схеме до подачи ВНЭ в установку подготовки нефти (УПН) собирается в промысловых резервуарах, где его транспортировка осуществляется несколькими насосами. Система сбора работает при повышенном давлении и высоких скоростях движения продукции скважины. В особых случаях продукцию фонтанных скважин высокого и среднего давления направляют предварительно в трапы высокого и среднего давления, установленные около групповых установок, а ВНЭ на групповые замерные установки, где она смешивается с продукцией всех остальных скважин [23].

Известно однотрубное транспортирование продукции скважин до центральных промысловых установок за счет энергии пласта и скважинных насосов. Этот метод хотя стабилизирует ВНЭ от влияния попутного газа, но он не препятствует образованию устойчивых эмульсий [41].

Анализ схем сбора и стабилизации продукции скважин показывает, что основными источниками образования устойчивых ВНЭ являются вращающиеся устройства и насосы, которые создают турбулентный режим их движения, температура и давление их транспортировки.

Нами изучено влияние гидро- и термохимических факторов на образование устойчивых ВНЭ местных нефтей.

Следует отметить, что жидкости (пластовая вода и нефть) практически взаимно нерастворимы и сильно отличаются друг от друга по содержанию образующих эмульсию молекул, хотя для него применим принцип аддитивности и закономерности поверхностного явления (смачивания, образования новых фаз, сцепления и трения). Поэтому, лиофильных эмульсий с сильным межмолекулярными взаимодействием на границе дисперсной фазы и дисперсной среды считают термодинамически устойчивыми и наоборот, лиофобных – термодинамически неустойчивыми [200]. Причем, отношение внутренней фазы (воды) к объему внешней фазы (нефти) является общей характеристикой образующейся эмульсии.

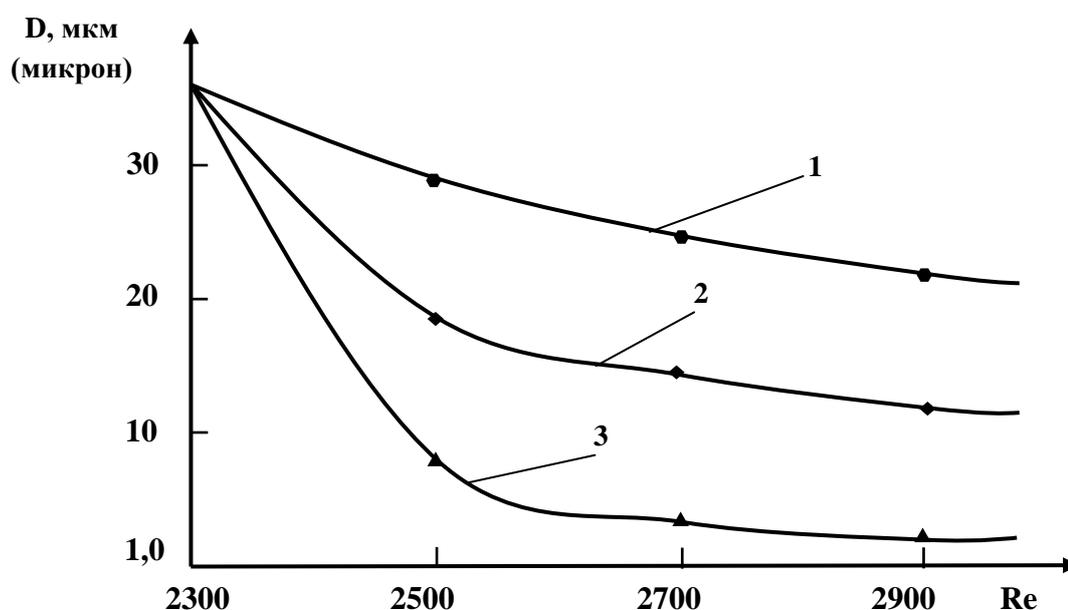
С целью повышения нефтеотдачи сегодня в скважину вводят различные ПАВ (например, МЛ-80) и химические реагенты (в малых количествах), которые снижают вязкость и плотность извлекаемой нефти. Следовательно, их учет в образовании устойчивых эмульсий считается важным.

Нами изучены закономерности образования различных глобул воды в зависимости от значений критерия Рейнольдса ( $Re$ ) и содержания ПАВ в продукции скважины.

Результаты исследований представлены на рис. 3.5.

Из рис. 3.5 видно, что с повышением числа Рейнольдса от 2300 до 2600 (без добавки ПАВ) незначительно уменьшается диаметр глобул воды от 35 до 26 мкм (кривая), при добавке 1%

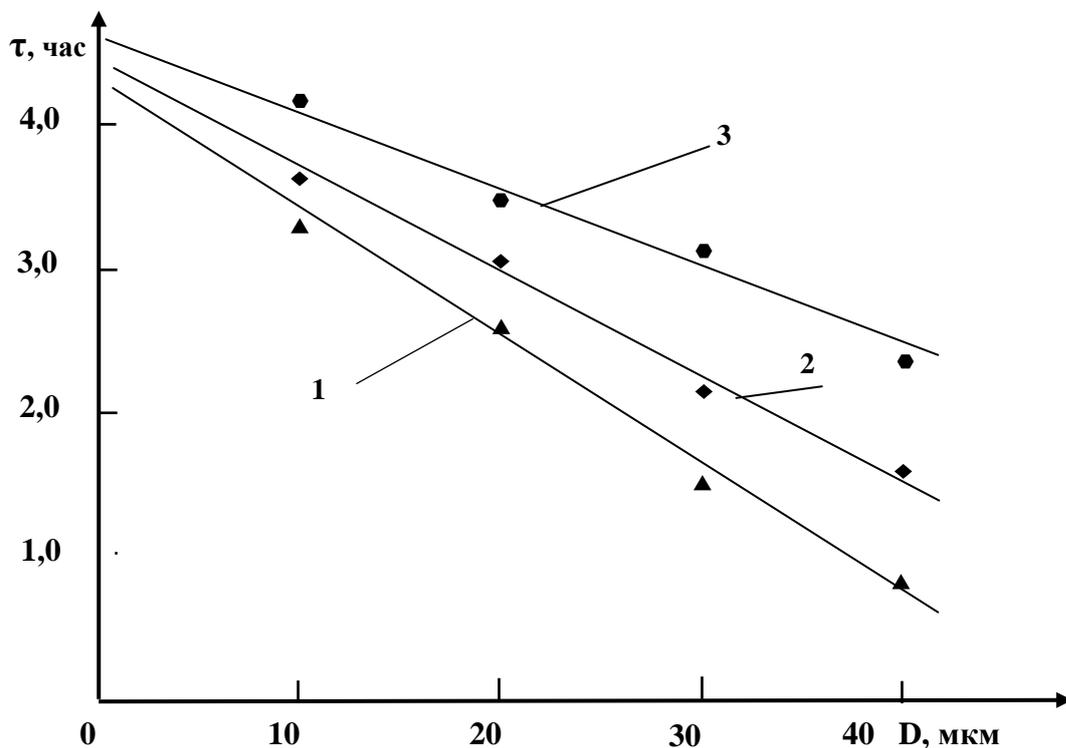
ПАВ в скважину диаметр глобул воды уменьшается от 35 до 16 мкм (кривая 2), а при добавке 3% ПАВ в скважину диаметр глобул воды уменьшается от 35 до 3 мкм (кривая 3). При дальнейшем повышении значений критерия  $Re$  во всех трех случаях диаметр глобул воды практически изменяется незначительно, что подтверждает окончание образования устойчивых ВНЭ с различными размерами глобул воды. Введений в скважину от 1 до 3% ПАВ выступая в качестве эмульгатора способствует образованию более мелких по диаметру глобулы воды, которые осложняют процесс разделения устойчивых ВНЭ.



**Рис. 3.5.** Изменение диаметра глобул воды ( $D$ ) в зависимости от числа  $Re$  при транспортировке продукции скважин: 1 – без добавки ПАВ в скважину (контроль); 2 – с добавкой 1% ПАВ в скважину; 3 – с добавкой 3% ПАВ в скважину

Известно, что основным показателем эффективности процесса разделения устойчивых ВНЭ является время их разрушения ( $\tau$ ), которое зависит от диаметра глобул воды и содержания ПАВ в продукции скважины.

На рис. 3.6 представлены результаты исследования данных показателей, полученные в АО “Джаркурганнефть”.



**Рис. 3.6. Изменение времени разрушения устойчивых ВНЭ ( $\tau$ ) в зависимости от диаметра глобул воды ( $D$ ) и содержания ПАВ в продукте скважины: 1 – без добавки ПАВ (контроль); 2 – с добавкой 1% ПАВ; 3 – с добавкой 3% ПАВ**

Из рис. 3.6 видно, что время разрушения устойчивых ВНЭ во всех 3<sup>x</sup> случаях исследования с увеличением диаметра глобул воды резко уменьшается. Причем, добавка 1% ПАВ (кривая 2) или 3% ПАВ (кривая 3) по сравнению с без добавки ПАВ (кривая 1) требует больше времени на разрушение устойчивых ВНЭ. Это объясняется тем, что введенные ПАВ образуют более мелкие глобулы воды, которые трудно оседают на дно резервуаров.

Следовательно, введение ПАВ и химических реагентов в скважины для повышения их нефтеотдачи отрицательно влияет на разделение устойчивых ВНЭ [201].

Температура и давление на выходе из скважины также влияют на процесс образования устойчивых ВНЭ, что подтверждается изменением диаметра глобул воды в сторону их уменьшения.

Термодинамический фактор на продукцию скважины влияет многосторонне т.е. изменяет его плотность, вязкость и другие физико-химические показатели [202].

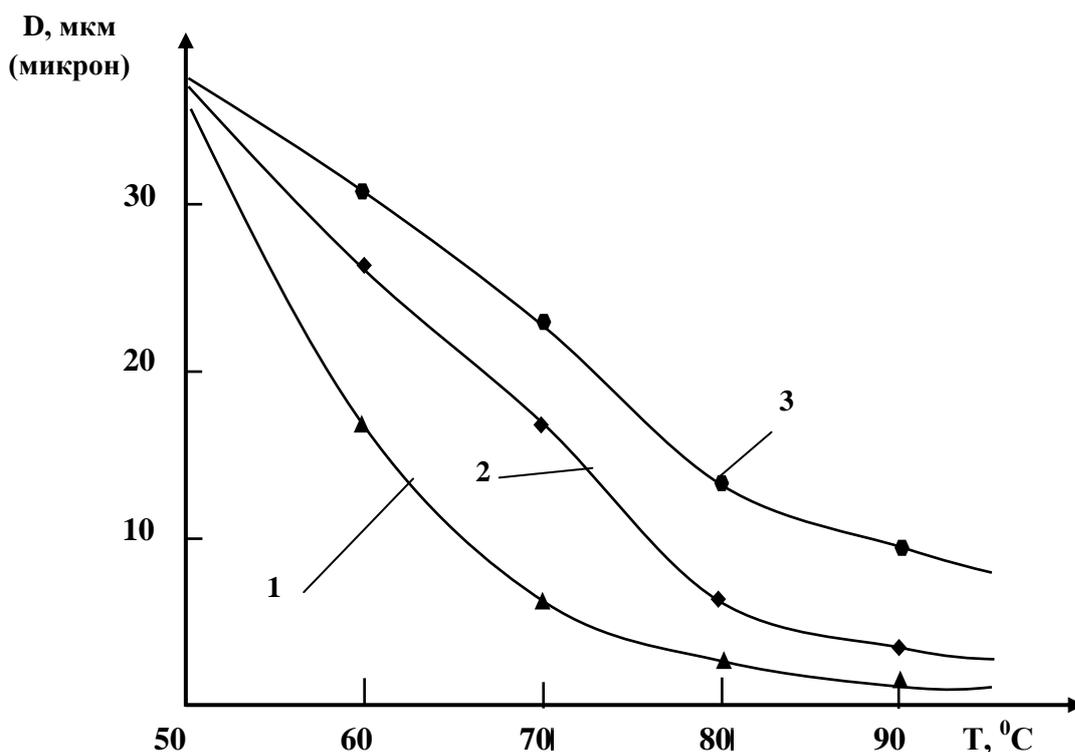
Поэтому оценка его роли в образовании устойчивых ВНЭ считается важной задачей как с точки зрения теории, так практики при добыче нефти.

Значения пластового давления в скважинах изменяется в широких пределах от 0,6 до 6,0 МПа, что требует использования высоконапорной однотрубной системы нефтесбора. Направленное изменение пластового давления в скважинах практически невозможно, из-за ограниченного предела нормальной работы сепараторов, трубопроводов и др.

Нами изучено влияние температуры продукции скважин на образование устойчивых ВНЭ.

На рис. 3.7 проиллюстрированы изменения диаметров глобул воды в зависимости от температуры продукции извлекаемой из скважин. При этом движение ВНЭ по критерию  $Re$  изменялось в пределах 2500-2600.

Из рис. 3.7 видно, что с увеличением температуры ВНЭ от 50 до 90 °С диаметр глобул воды без добавки ПАВ (контроль) в продукт скважины меньше уменьшается, по сравнению с добавлением 1 и 3% ПАВ.



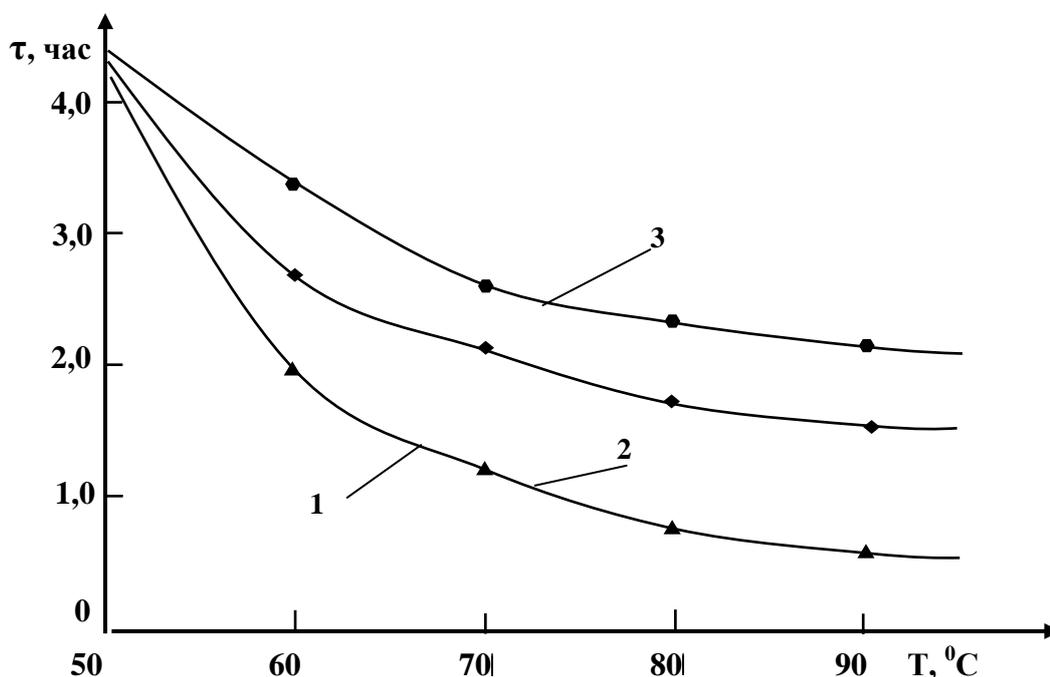
**Рис. 3.7. Изменение диаметра глобул воды (D) в зависимости от температуры ВНЭ и добавки ПАВ в продукт скважины: 1 – без добавки ПАВ (контроль); 2 – с добавкой 1% ПАВ; 3 – с добавкой 3% ПАВ**

Безусловно, при отстаивании ВНЭ в резервуарах его температура снижается в зависимости от условий и температуры окружающей среды. Это в свою очередь снижает интенсивность коагуляции глобул воды и их отстаивание за счет влияния множества гидро- и термодинамических факторов.

Известно, что температура ВНЭ влияет на время его разрушения в отстойных резервуарах УПН. Однако, совместное влияние температуры и добавленные в скважину ПАВ не изучено из-за сложности организации такого исследования.

Учитывая это нами предпринята попытка изучить совместное влияние двух вышеупомянутых факторов на длительность разрушения устойчивой ВНЭ.

На рис. 3.8 представлены полученные результаты по определению времени разрушения ВНЭ АО «Джаркурганнефть» с добавкой в скважину ПАВ и без него (контроль).



**Рис. 3.8. Изменения времени разрушения ВНЭ ( $\tau$ ) в зависимости от температуры продукции скважины: 1 – без добавки ПАВ (контроль); 2 – с добавкой 1% ПАВ; 3 – с добавкой 3% ПАВ**

Из рис. 3.8 видно, что с повышением температуры добываемой из скважины продукции время разрушения устойчивой ВНЭ ( $\tau$ ) во всех трех случаях экспоненциально снижается. Причем, наименьшее время разрушения устойчивой ВНЭ наблюдается при отсутствии ПАВ в добываемой из скважины продукции (кривая 1) и напротив, наибольшее время разрушения ВНЭ ( $\tau$ ) наблюдается при добавлении в продукцию скважины 3% ПАВ (кривая 3).

Таким образом установлено, что гидро- и термодинамические факторы играют существенную роль в изменении устойчивости ВНЭ, особенно при формировании размеров глобул воды т.е.

дисперсной фазы. Практически их зависимости от числа Рейнольдса и температуры эмульсии имеют падающий экспоненциальный характер, которые обусловлены сложным химическим составом ВНЭ, содержащим ПАВ. Причем, присутствие ПАВ в ВНЭ отрицательно сказывается на времени его разрушения и образовании крупных глобул воды.

### **3.6. Разработка эффективных смесей депрессаторов для повышения текучести высоковязких нефтей**

Проведенные исследования показывают различную эффективность применения депрессаторов при повышении текучести высоковязких нефтей по трубопроводам, поэтому нами проведено исследования различных комбинации по содержанию депрессаторных смесей и их роли в понижении вязкости высоковязких нефтей месторождения Джаркурган. Полученные результаты представлены в табл. 3.14.

**Таблица 3.14**

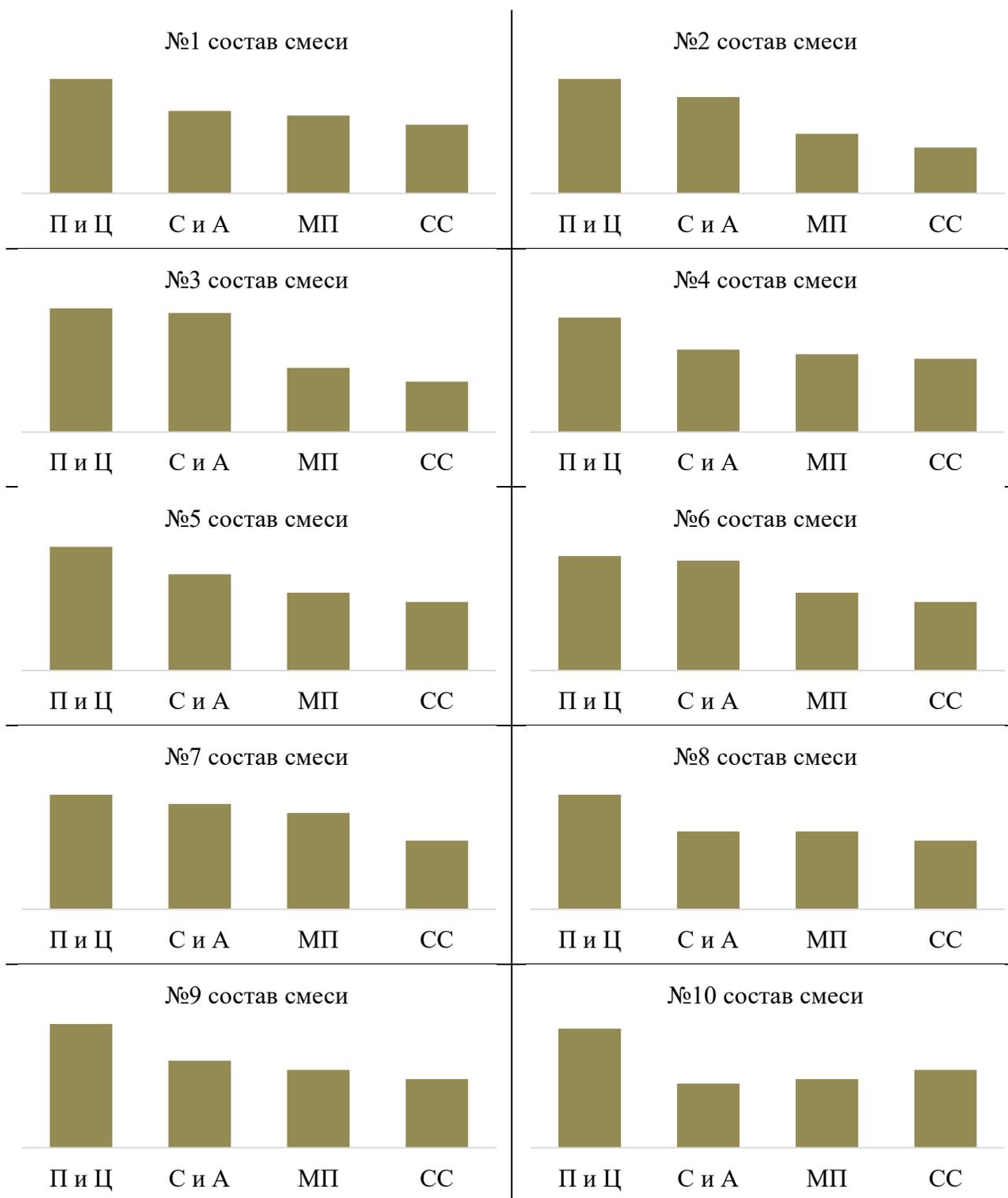
**Состав и реологические свойства смесей, подобранных местных депрессаторов для повышения текучести нефтей**

№ смесей	Состав смесей, %			Скорость сдвига ( $\gamma$ ), $\text{с}^{-1}$	Реологические свойства нефтей	
	ФЛ+ТАГ	ХС	ГК		Вязкость, $\text{Па}\cdot\text{с}$	Текучесть,
1	50	50	-	9	71,4	0,0140
2	90	-	10	48	65,2	0,0153
3	-	90	10	81	63,4	0,0158
4	40	40	20	243	68,6	0,0146
5	60	20	20	437	69,4	0,0144
6	20	60	20	243	67,3	0,0149
7	60	30	10	81	70,8	0,0141
8	50	40	10	48	66,4	0,0151
9	40	50	10	9	69,4	0,0144
10	30	60	10	9	62,7	0,0159

Из табл. 3.14 видно, что подобранные депрессаторы по своей активности близки друг-другу при понижении вязкости нефтей АО «Джаркурганнефть». Прежде всего, следует заметить особую роль газового конденсата (ГК), который не смотря на малое количество способствует сильному снижению вязкости местных нефтей. На втором месте по активности можно отметить хлопковый соапсток (ХС), который также снижает поверхностные свойства высоковязких нефтей Джаркурганского месторождения.

Учитывая вышеизложенное нами проведены анализы состава Джаркурганских нефтей, которые были изучены в настоящей работе. Здесь П+Ц означает – общее содержание парафина и церезина; С+А – смолы с асфальтенами; МП – механических примесей; СС – сернистых соединений.

На рис. 3.9 представлены диаграммы состава высоковязких нефтей АО «Джаркурганнефть» и подобранные им составы смесей местных депрессаторов. Здесь содержания парафинов, церезинов, смол, асфальтенов, механических примесей и сернистых соединений показано в условных видах диаграмм т.к. их истинное содержания упоминались ранее в главах II и III настоящей монографии. Выбор состава смеси депрессаторов осуществлялся согласно содержанию исследуемых образцов нефтей и практически были подтверждены их количества в специальных анализах нефтей месторождения АО «Джаркурганнефть».



**Рис. 3.9. Диаграммы состава высоковязких нефтей АО «Джаркурганнефть» и подобранные им составы смесей местных депрессаторов**

Для оценки эффективности подобранных смесей нами были использованы показатели характеризующие индексы эффективности депрессаторов, которые показаны в табл. 3.15.

**Таблица 3.15**

**Изменения индексов эффективностей при использования созданных смесей депрессаторов при понижении вязкостей высоковязких нефтей**

№ смесей	Скорость сдвига ( $\gamma$ ), $\text{с}^{-1}$	Вязкость, Па·с	Индексы эффективности
1	9	71,4	1,06
2	48	65,2	1,10
3	81	63,4	1,23
4	243	68,6	1,32
5	437	69,4	1,65
6	243	67,3	1,63
7	81	70,8	1,45
8	48	66,4	1,37
9	9	69,4	1,24
10	9	62,7	1,18

Из табл. 3.15 видно, что индекс эффективности имеет более высокие значения при повышенных показателях скорости сдвига, что подтверждено несколькими измерениями вязкостей местных нефтей. Причем, эти же пределы соответствуют высоким значениям вязкостей местных нефтей АО «Джаркурганнефть».

Таким образом, данное исследование позволяет рекомендовать в сложных условиях транспортировки тяжелых нефтей смеси депрессаторов состоящих из ФЛ+ТАГ, ХС и ГК. Причем использование последнего более 20% не рекомендуется из-за высокой загазованности в трубопроводе и поэтому ограничение установлено в пределах 10-20% от общей массы смеси депрессаторов.

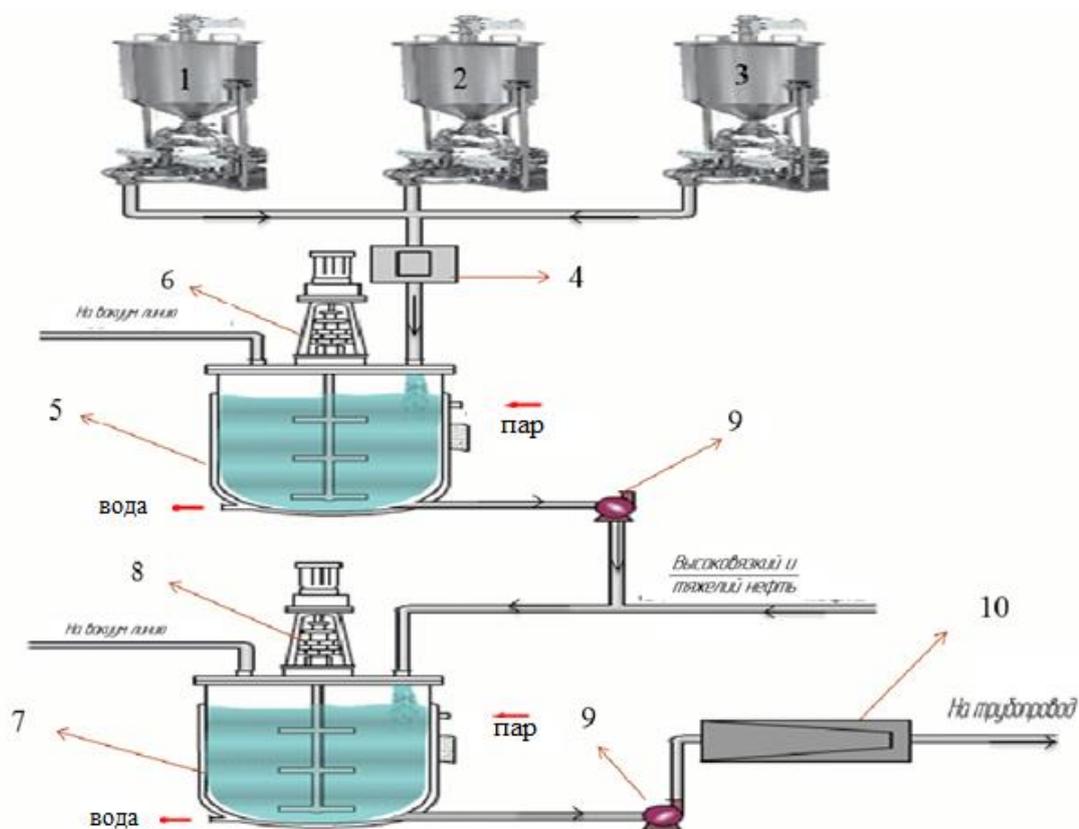
## **ГЛАВА IV. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ПАВ, СНИЖАЮЩИХ ВЯЗКОСТЬ ВЫСОКОСМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ**

### **4.1. Создание технологической схемы получения депрессаторов из местного сырья для повышения текучести высоковязких нефтей**

В настоящее время в промышленности не выпускают специальные установки для получения композиции депрессаторов и поэтому, их в основном изготавливают на предприятиях как нестандартное оборудование и комплектуют из имеющегося на заводе емкостей и т.п. Учитывая такое положение нами была создана опытная технологическая схема получения депрессаторов из местного сырья для повышения текучести высоковязких нефтей по трубопроводам. На рис. 4.1. представлена технологическая схема данной установки, которая скомплектована из имеющегося в АО «Джаркурганнефть» нестандартного оборудования.

Данная установка функционирует следующим образом: из сборника 1 смесь фосфолипидов с триацилглицеридам поступает в смеситель 5, из сборника 2 хлопковый соапсток дозируются необходимым количестве в смеситель 5 и далее, из сборника 3 газоконденсат через расходомер 4 дозируется в смеситель 5, где согласно регламенту, готовится композиция для снижения вязкости и повышения текучести высоковязких нефтей. Из смесителя 7 высоковязкие тяжелые нефти транспортируются в трубопроводы для перекачки потребителям с помощью дозирующего насоса 9.

Смесь нефтей в смесителе 7 перемешивается электродвигателем 8 и управляется ПУ 11. Из насоса высоковязкая нефть поступает в турбулизатор 10 для смешивания со смесью депрессаторов, поступающих из смесителя 5. Из турбулизатора 10 смесь нефти с депрессаторами поступает в трубопроводы для доставки углеводородов потребителям. При этом, управления данной установкой осуществляется с помощью пульта управления 11.



1, 2, 3-сборник; 4-ротаметр; 5-смеситель; 6-электродвигатель; 7-смеситель; 8-электродвигатель; 9-насос; 10-турбулизатор;

**Рис. 4.1. Технологическая схема получения депрессаторов из местного сырья для повышения текучести высоковязких нефтей**

Для данной установки нами в лабораторных условиях были выявлены следующие технологические режимы, которые показаны в табл. 4.1.

**Таблица 4.1**

**Нормы технологических режимов получения смеси депрессаторов и их использования при повышении текучести высоковязких нефтей**

<b>Наименование процессов и технологических показателей</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Номинальные значения</b>
<b>1. Получение смеси депрессаторов для повышения текучести высоковязких нефтей</b>		
1.1. Соотношение депрессаторов при получении их смеси	%	ФЛ+ТАГ=2 0-90 ХС=20-90 ГК=0-20
1.2. Температура получения смеси депрессаторов	°С	50-80
1.3. Скорость перемешивания мешалки	об/мин	50-100
1.4. Вакуум	мм рт.ст.	2-5
<b>2. Использование разработанных смеси депрессаторов для понижения вязкости нефтей в трубопроводах</b>		
2.1. Давление в насосе	МПа	0,6-0,8
2.2. Температура нефти	°С	50-85
2.3. Вакуум	мм рт.ст.	2-5
2.4. Скорость перемешивания мешалки	об/мин	100-150

Из табл. 4.1 видно, что для применения смесей депрессаторов при повышении текучести нефтей необходимо соблюдать вышеуказанные пределы значений, рекомендованных специалистами. При этом, не следует нарушать значение вакуума т.к. загазованность трубопроводов может стать причиной

аварийных ситуаций. Причем выбор соотношения депрессаторов каждый раз определяется по данным лабораторией, которая определяет состав и содержание сопутствующих углеводородам веществ (парафина, церезина, смол, асфальтена и т.п.).

Таким образом, представленные технологические способы и режимы понижения вязкости высоковязких нефтей должны быть подтверждены при опытно-производственных испытаниях в действующих линиях транспортировки нефтей по трубопроводу.

#### **4.2. Результаты опытно-производственных испытаний, разработанных технологии получения композиции депрессаторов и их применения при повышении текучести высоковязких нефтей по трубопроводам**

Для проведения опытно-производственных испытаний по подбору местных депрессаторов для повышения текучести высоковязких и тяжелых нефтей по трубопроводам необходимо выделить их из природных растительных масел и их продуктов переработки. Так, например, фосфолипиды в смеси с триацилглицеридами получали методом гидратации растительных масел. В частности, при выделении фосфолипидов с триацилглицеридами экстракционное хлопковое масло (техническое) подвергалось гидратации 2%-ным водным раствором лимонной кислоты и количество последнего изменялось до 6% от общей массы масла. Процесс осуществляли при температуре 60-80°C в течении 60 минут. Полученные результаты представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

**Изменение показатели процесса гидратации экстракционного хлопкового масла в зависимости от количества гидратируемого раствора**

Кол-во гидратируемого раст-вора, %	Обороты мешалки, об/мин	Показатели процесса гидратации			Динамическая вязкость нефти, Па·с	
		Кол-во воды, %	Кол-во ТАГ, %	Выход смеси ФЛ+ТАГ, %	до введения ФЛ+ТАГ	после введения ФЛ+ТАГ
2,0	100	1,7	31,9	82,5	50,5	40,8
4,0	100	3,6	42,7	93,4	50,5	30,3
6,0	100	5,4	43,0	94,0	50,5	27,4

Из табл. 4.2 видно, что для понижения вязкости требуется применения в качестве депрессатора смеси фосфолипидов (ФЛ) с триацилглицеридами (ТАГ), которые имеют поверхностно-активные свойства. Наилучшим содержанием гидратируемого двухпроцентного водного раствора лимонной кислоты считается 4% от общей массы масла.

Другим видом депрессатора является хлопковый соапсток (ХС), который образуется при щелочной рафинации растительных масел. Нами было изучено депрессирующие свойства хлопкового соапстока при повышении текучести высоковязких нефтей по трубопроводу. При этом концентрация составляло 65% от общей массы хлопкового соапстока.

В табл. 4.3 представлены результаты изменения динамической вязкости высоковязких нефтей при добавлении в него до 4% хлопкового соапстока.

**Таблица 4.3**

**Изменения показателей динамической вязкости нефтей после введения в них хлопкового соапстока**

Кол-во хлопкового соапстока, %	Обороты мешалки, об/мин	Показатели депрессаторов			Динамическая вязкость нефти после введения хлопкового соапстока, Па·с
		Кол-во воды, %	Кол-во ТАГ, %	Выход смеси Мыла+ТА Г, %	
1,0	100	0,4	34,5	80,5	30,4
2,0	100	0,6	46,4	90,3	24,6
3,0	100	0,8	48,9	91,9	18,8
4,0	100	0,9	50,1	92,4	14,2

Из табл. 4.3 видно, что для понижения динамической вязкости местных высоковязких нефтей самым наилучшим депрессатором является, где его расход составляет 4% от массы нефти.

Известно, что в качестве разжижителей углеводородов можно использовать различные растворители (бензин, керосин и т.д.), в т.ч. газовые конденсаты (ГК), выделяемые при подготовке природных газов к переработке. Газовые конденсаты, выходящие из скважины отделяется низкотемпературным фракционированием из природных газов, далее удаляются газообразные углеводороды и осуществляется их стабилизация. Стабилизированные газовые конденсаты в настоящее время используются на Бухарском и Ферганском НПЗ в качестве добавок и разжижителей высоковязких

тяжелых нефтей. Их максимальное количество при транспортировке по трубопроводу сегодня не превышает 30%, что связано с соблюдением правил техники безопасности и взрывобезопасности.

Нами газовый конденсат (ГК) использован в качестве растворителя высоковязких нефтей поступающих на трубопроводы для доставки на нефтеперерабатывающие заводы. При этом, вторым компонентом т.е. депрессатором использованы смесь фосфолипидов (ФЛ) с триацилглицеридами (ТАГ). Результаты анализов представлены в табл. 4.4

**Таблица 4.4**

**Изменение динамической вязкости нефти после введения смеси ФЛ+ТАГ и ГК**

<b>Кол-во ФЛ+ТАГ, %</b>	<b>Кол-во ГК, %</b>	<b>Обороты мешалки, об/мин</b>	<b>Динамическая вязкость нефти после введения ФЛ+ТАГ и ГК, Па·с</b>
2,0	1,0	100	24,7
4,0	2,0	100	18,1
6,0	3,0	100	13,1
8,0	4,0	100	10,2

Из табл. 4.4 видно, что при расходе в качестве депрессаторов 6% ФЛ+ТАГ и 3%ный ГК достигается снижение динамической вязкости нефтей до 13,1 Па·с. Далее, увеличение вышеописанных депрессаторов мало изменяет динамическую вязкость транспортируемых по трубопроводу нефтей, которая равна 10,2 Па·с.

Такая же картина наблюдалось при разбавлении хлопкового соапстока газовым конденсатом для использования смеси в виде

мисцеллы при изучении изменения динамической вязкости тяжёлых нефтей. Полученные результаты анализов показаны в табл. 4.5.

**Таблица 4.5**

**Изменение динамической вязкости нефти после введения смеси хлопкового соапстока и ГК**

<b>Кол-во хлопкового соапстока, %</b>	<b>Кол-во ГК, %</b>	<b>Обороты мешалки, об/мин</b>	<b>Динамическая вязкость нефти после введения хлопкового соапстока и ГК, Па·с</b>
3,0	1,0	100	20,5
5,0	2,0	100	14,3
7,0	3,0	100	10,0
9,0	4,0	100	7,1

Из табл. 4.5 видно, что депрессаторная смесь состоящая из 7% и 3% ГК имеет удовлетворительное снижение динамической вязкости нефтей до 10 Па·с. Дальнейшее увеличение содержания хлопкового соапстока до 9% и газового конденсата 4% мало изменяет (7,1 Па·с) динамическую вязкость высоковязких нефтей по трубопроводу.

Несмотря на некоторые положительные эффекты по снижению динамических вязкостей нефтей при использовании ФЛ+ТАГ, ХС и их мисцелл с использованием ГК было интересно изучить более сложные композиции депрессаторов, полученных из трех и более реагентов. В табл. 4.6 показаны результаты изменения динамической вязкости после введения композиции депрессаторов повышающих текучесть нефтей.

Таблица 4.6

**Изменение динамической вязкости после введения композиции депрессаторов повышающих текучесть нефтей**

№ композиции	Кол-во ФЛ+ТАГ, %	Кол-во ХС, %	Кол-во ГК, %	Динамическая вязкость нефти после введения композиции, Па·с	Текучесть нефтей, (Па·с) <sup>-1</sup>
1	50	50	-	21,4	0,047
2	90	-	10	15,2	0,066
3	-	90	10	13,3	0,075
4	40	40	20	18,5	0,054
5	60	20	20	19,8	0,051
6	20	60	20	17,1	0,058
7	60	30	10	20,0	0,050
8	50	40	10	16,5	0,061
9	40	50	10	18,0	0,056
10	30	60	10	14,3	0,070

Из табл. 4.6 видно, что наибольшая текучесть высоковязких нефтей в изученных композициях наблюдаются в обр. 3 (0,075) и 10 (0,07). Однако, это соответствует индивидуальному составу транспортируемой нефти по трубопроводу, условием его подготовки и др.

Таким образом, для практической реализации целесообразно использовать композиции следующих обр. №2, №3, №8 и №10, которые способствуют значительному повышению текучести высоковязких нефтей по трубопроводам.

### **§ 4.3. Экономическая эффективность получения композиции депрессаторов и технологии применения их при повышении текучести высоковязких нефтей по трубопроводам**

Для объективной оценки эффективности разработанных композиции депрессаторов для повышения текучести высоковязких нефтей по трубопроводу целесообразно использовать экономические показатели хорошо зарекомендовавшихся в химико-технологических объектах. Экономическая эффективность является интегральным показателем рассматриваемого процесса и суммарное его значение позволяет прогнозировать предстоящие расходы и ожидаемые прибыли от реализации предлагаемых технологии. В данном случае рассматривается возможность производства депрессатора и его композиции на основе местных сырьевых ресурсов и отходов производства. При этом, учитывается также использование данных депрессаторов при снижении вязкости нефтей транспортируемых по трубопроводу.

Поэтому, расчет экономической эффективности ( $\mathcal{E}$ ) от внедрения разработанной технологии в производство нами выполнен согласно «Инструкции по определению экономической эффективности использования новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в отраслях экономики» по формуле:

$$\mathcal{E} = [(C_1 - C_2) - E \cdot K] \cdot A; \quad (4.1)$$

где:  $C_1$  и  $C_2$  себестоимость нефтей до и после добавления к ним депрессаторов, сум/т;

$E$  – нормативные коэффициент (по отрасли  $E=0,15$ );

К – капитальные затраты, сум;

А – годовой объем подготовки транспортировки высоковязкой нефти по трубопроводу, т .

Для оценки изменения себестоимости 1 т высоковязкой нефти с использованием депрессатора представлено в табл. 4.7.

**Таблица 4.7**

**Затраты на подготовку 1 т товарной нефти к промышленной переработке по известной и предлагаемой технологии**

<b>Наименование затрат</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>по известной технологии</b>	<b>по предлагаемой технологии</b>
<b>I. Сырьё:</b>			
1.1. Нефть	сум	260000	260000
1.2. Депрессаторы	сум		
ФЛ+ТАГ	сум	-	7000
ХС	сум	-	4000
ГК	сум	-	6000
<b>ИТОГО:</b>	<b>сум</b>	<b>260000</b>	<b>277000</b>
<b>II. Тепло-энергетические затраты:</b>			
2.1. Пар	сум	15000	11000
2.2. Электроэнергия	сум	60000	50000
2.3. Вода	сум	20000	14000
<b>ИТОГО:</b>	<b>сум</b>	<b>95000</b>	<b>75000</b>
<b>III. З/плата и начисления:</b>			
4.1. З/плата	сум	7000	7000
4.2. Начисление на з/плату	сум	840	840
<b>ИТОГО:</b>	<b>сум</b>	<b>7840</b>	<b>7840</b>
<b>IV. Накладные расходы</b>	<b>сум</b>	<b>6000</b>	<b>4000</b>
<b>V. Транспортные расходы</b>	<b>сум</b>	<b>21000</b>	<b>10000</b>
<b>VI. Прочие расходы</b>	<b>сум</b>	<b>16000</b>	<b>12000</b>
<b>VII. Внепроизводственные затраты</b>	<b>сум</b>	<b>33000</b>	<b>21000</b>
<b>Полная стоимость</b>	<b>сум</b>	<b>438840</b>	<b>406840</b>

Отсюда, экономический эффект от внедрения разработанной технологии в производство при годовой транспортировке товарной нефти в количестве 30000 т в год составит:

$$\begin{aligned} \text{Э} &= [(438840 - 406840) - 0,15 \cdot 50000] \cdot 30000 = \\ &735000000 \text{ или } 735 \text{ млн. сум в год.} \end{aligned}$$

Таким образом, экономический эффект от внедрения разработанной технологии получения композиции депрессаторов и их применения в трубопроводах с целью повышения в них текучести нефтей составляет 735 млн. сум в год.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования, привели к снижению вязкости нефтей с высоким содержанием смол традиционными и нетрадиционными методами, а также к разработке технологий получения ПАВ и их композиций для применения транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводах:

1. Определены исходные физико-химические параметры высоковязких и тяжелых нефтей, используемых в лабораторных исследованиях, а также состав и специфика коллоидно-химических свойств высоковязких и тяжелых местных нефтей, транспортируемых по трубопроводам.

2. В качестве депрессаторов высоковязких нефтей предложены использовать смесь фосфолипидов с триацилглицеридами, получаемыми методом гидратации.

3. При изучении влияния смеси ФЛ+ТАГ на динамическую вязкость местных масел и динамическое напряжение сдвига, динамическую вязкость от 51 Па·с до 17 Па·с и динамическое напряжение сдвига на 1 тонну масла с расход ФЛ+ТАГ 500 г. наблюдалось снижение с  $21,5 \text{ с}^{-1}$  до  $6,2 \text{ с}^{-1}$ . В результате предлагается использовать смесь фосфолипидов, полученных методами гидратации, с триацилглицеридами в качестве депрессантов высоковязких масел.

4. Для снижения вязкости тяжелых масел в качестве депрессора был выбран соапсток из различных растительных масел, в результате чего использование хлопкового соапстока в качестве динамического редулятора вязкости было достигнуто в

основном на месторождениях Джаркак, Южный Оламушук и Шурчи, показал наилучшие результаты по нефти этих месторождений с индексом эффективности 1,79, 1,67 и 1,66 соответственно.

5. Установлены, что наиболее эффективным понизителем вязкости и присадкой, повышающей текучесть высоковязких нефтей являются фосфолипиды, триацилглицериды и соапстоки, образующиеся при щелочной рафинации прессовых или же экстракционных хлопковых масел.

6. Установлено, что для сложного условия транспортировки тяжелых нефтей можно использовать смеси депрессаторов в виде мисцелл, полученных с использованием газового конденсата (ГК).

7. Составы Ф2, №3, №8 и №10 составов, состоящих из ФЛ + ТАГ, ПС, ГК, увеличивают проницаемость высоковязкой нефти, транспортируемой по трубопроводам, до 0,066, 0,075, 0,061 и 0,070 Па · с<sup>-1</sup> соответственно. из которых было сочтено целесообразным применить на практике.

8. Выявлены наиболее эффективные гидродинамические и термические параметры получения и применения подобранных депрессаторов понижающих вязкости местных тяжелых нефтей.

9. Выявлено, что использование газового конденсата (ГК) выше 20% не рекомендуется из-за высокой загазованности в трубопроводе и пожароопасности при транспортировке нефтей по трубопроводу.

10. Рекомендована технологическая схема и нормы технологического режима получения и применения депрессаторов нефтей на основе местного сырья.

11. Экономический эффект от внедрения разработанной технологии получения композиции депрессаторов и их применения в трубопроводах с целью повышения в них текучести нефтей составляет 735 млн. сум в год.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Указ Президента Республики Узбекистан №УП-4947 «О стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан». Собрание законодательства Республики Узбекистан. – Ташкент.
2. В.А.Проскуракова А.Е. Дробника. Химия нефти и газа. «Химия». Л. 2-е изд., перераб. 1989.-с.316-348.
3. Лурье М.В., Марон В.И. Средства транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов за рубежом М.-ЦНИИТЭ нефтехим. 1973.- с.3-25.
4. Чельцов А.В. Измерительные устройства для контроля качества нефтепродуктов Л.: Химия 1981. - с.115-144
5. Боровая М.С. Хехамкина Л.Г. Лаборант нефтяной и газовой лаборатории М.: Недра. 2001. - с.144.
6. Химия нефти и газа. (П/р. В.А.Проскуракова А.Е. Дробника) «Химия». Л. 2-е изд., перераб. 1989.-с. 316-348
7. Поконова Ю. Нефть и нефтепродукты. Справочник. – М.: Химия, 2005. -515 с.
8. Лутошкин Г.С. Сбор подготовка нефти газа и воды. - М.: ТИД Альянс. 2005 - 319 с.
9. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. - М.: Недра, 1977, - 366 с.
10. Багиров И.Т. Современные установки первичной переработки нефти. – Баку: Илим, 1998. – 125 с.
11. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие. - Пермь: Изд-во Перм. нац. иссл. политех. ун-та, 2013. – 177 с.
12. Левченко Д.М. и др. Эмульсии нефти с водой и способы их разрушения. – М.: Химия, 1967. – 56 с.
13. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1986. – 248 с.

14. Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика - М.: ОАО ЦНИИТЭнефтехим, 2004 – 332 с.
15. Петров А.А. Гетрогенные деэмульгаторы для обезвоживания нефтей. - Самара: Кн. изд., 2002 – 143 с.
16. Дональд Л. Бардик, Уильям Л. Леффлер. Нефтехимия. – М: Олимп-Бизнес, 2007. – 496 с.
17. Уильям Л., Леффлер. Переработка нефти. – М.: ЗАО Олими. - Бизнес., 2003. – 224 с.
18. Познышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Химия, 1982. – 156 с.
19. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика дисперсных структур // В сб. – М.: Наука, 1966. - С. 12-16.
20. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии. – М.: Химия, 1975. - 512 с.
21. Самойлова М. И., Леонтьев А. П., Кожемяко А. И., Самойлов И. П. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010 – 252 с.
22. Акопов Е.О. Разработка сорбционного способа разделения водонефтяных эмульсий // Дисс к.т.н., 05.17.07. Москва 2005, - 158 с.
23. Медведова Ч.Б., Качалова Т.Н., Тагашева Р.Г. Прикладная химия: химия и технология подготовки нефти. – К.: КНИТУ, 2012. - 81 с.
24. Космачева Т.Ф. Совершенствование технологии подготовки нефти на основе оптимизации применения деэмульгаторов // Дисс к.т.н., 25.00.17. Бугульма 2005, - 138 с.
25. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
26. Тронов В.П., Грайфер В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. – Казань.: 2004. – 184 с.
27. Губин В.Е. и др. Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – Уфа.: 1970. – 184 с.

28. Рябов В.Д. и др. Химия нефти и газа. М: Изд-во «Техника», ТУМА ГРУПП. - 2004. – 265 с.
29. Современное состояние и перспективы развития деэмульгаторов для подготовки нефти за рубежом // Обзорная информация. – М.: ВНИИОУЭНГ пром. серия «Нефтепромысловое дело», вып. 17 (146), 1987. – 38 с.
30. Губайдуллин Ф.Р. Исследование особенностей формирования водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки месторождений и разработка технологий из разделения.: Авт. дисс. на соиск. учен. степ. к.т.н. – Бугульма.: 2004 – 24 с.
31. Рахимов Б.Р., Адизов Б.З., Абдурахимов С.А. Юкори катронли нефтларнинг қовушқоқлигини самарали пасайтирувчи сирт-фаол моддалар таҳлили // Журнал “Фан ва технологиялар тараққиёти” №7 2020,-б.42-46
32. Громаков Н.С. Дисперсные системы и их свойства: Учебное пособие по коллоидной химии: /. – Казань: Изд-во Казанск. гос. архитектур.-строит. ун-та, 2015. – 91 с
33. Космачева Т.Ф., Губайдуллин Ф.Р., Исмаилов И.Х., Сахабутдинов Р.З. Исследование возможности деэмульгаторов образовывать аномально устойчивые структуры. // Нефтяное хозяйство, - 2004. № 1. - С. 90-92.
34. Космачева Т.Ф., Губайдуллин Ф.Р. Особенности механизма действия деэмульгаторов при разрушении эмульсий // Нефтяное хозяйство, 2005. - № 12. С. 114-117.
35. Инструкция по стабилизации работы ступеней предварительного обезвоживания установок подготовки нефти в условиях применения химреагентов в нефтедобыче. РД 153-39,0-390-05., Бугульма.: 2005. 23 с.
36. Ivan B. Ivanov, Peter A Kralchevsky. Colloids and Surfaces – A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2001. – v. 128. I s. 1-3, p. 155.

37. Shubo Denga, Gand Yub, Zhanpeng Jiangb et al. Colloids and Surfaces – A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2005. – v. 252. I s. 2-3, p. 113.
38. Guoxing Gu, Zhiang Zhou, Zhcngh Xu et al. Colloids and Surfaces – A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2003. v. 215. I s. 1-3, p. 141.
39. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Eliseev D.Yu. Fuel. 2004. v. 83. I s. 7-8. p. 897.
40. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Гилем, 2002. – 180 с.
41. Губайдуллин Ф.Р., Татьяна О.С., Космачева Т.Ф. и др. Влияние химических реагентов, применяемых при добыче нефти на устойчивость нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2003. - № 8. С. 68-70.
42. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости. –Москва: «Мир», 1964.- с.115-131.
43. Рабинович Е.З. Гидравлика Учебное пособие для вузов М: Недра, 1980.-с.157-186
44. Rakhimov B.R., Adizov B.Z., Abdurakhimov S.A. «Assessment of the role of viscosity and liquidity of highviscous oils by pipeline »// XVIII International correspondence scientific specialized conference «international scientific review of the technical sciences, mathematics and computer science» (Boston. USA. november 10-11, 2020).-P.17-22
45. Чебоненко Т.Е. Улучшение текучести Мингбулакской высоко-парафинистой нефти. Материалы конф. молодых ученых ИОНХ АН РУз.- Ташкент. 1997. с.5-10.
46. Сюняев З.И. Физико-химическая механика нефтей и основы интенсификации процессов их переработки. Моск. Институт нефтехим и газ пром-ти. М: 1979.- с.211-242
47. Исследование влияния добавок на основе местного сырья на регулирование текучести высокопарафинистых нефтей. Отчет о НИР лаб.хим. нефти ИХ АН РУз,- Ташкент, 1996.- с.5-45

48. Черножуков Н.И. Технология переработки нефти и газа, М., высшая школа, 1986, -с.215-234
49. Гуреев А.А. Серегин Е.П. Азеев В.С. Квалифицированные методы испытаний нефтяных топлив М.: Химия, 1984. с.91-111
50. Справочник нефтяника. Под ред. Огородникова С.Х. Т. Ленинград: Химия, 1978.- с. 351
51. Павлов К.Ф., Романова П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. -Химия, Ленинградское отделение, 1987.- с.216-244
52. Vaughn R.D., Bergman P.D. Laminar flow of non-newtonian fluids in concentric annuli. – Industr. And Eng. Chem. Process Desigan and Develomp., 2002, v. 5, No. I, p. 44-47.
53. Sutrby Y. Laminar converging flow of delute polymer solutions in conical sections. Part I. Viscosity data, new viscosity model, tube flow solutions.- AICHE Journal, 1966, v. 12, No. I, p. 63-71.
54. Peher E., Haroske D., Kohler K. Stromungen nicht-newtonischer flussikeiton.-Chem.Techn., 1969, v.21, No.3, pp. 137-143.
55. Seely G.R. Non-newtonian viscosity of polybutadiene solutions.-AICHE Journal, 1964, v.10,pp. 56-65.
56. Oldroyd I.Q. On the formulation of rheological equation of state.- Proc. Roy. Soc., London, 1950, v. A200, pp. 523-540.
57. Bueche F., Harding S.W. A new absolute molecular weight method for linear polymers. –J.Polym. Sci., 1988, v.32, pp. 177-186.
58. Spriggs T.W., Bird R.B. Some non-linear viscolastic models with inclusion of results from molecular theory.- Industr. Eng. Chem. Fund., 1965, v.4, pp. 182-190.
59. Williamson R.Flow of Bingham fluids in circular tube. Ind. Engng. Chem., 1929, v. 21,No. I, p. 108-113.

60. Meter D.M., Bird R.B Tube flow of non-newtonian polymer solutions. Part I.Laminar flow and rheological models.-AICHE Journal, 1964, v 10, pp.870-880.
61. Виноградов Г.В., Малкин А.Я., Прозоровская Н.В., Каргин В.А. Реология полимеров. Об универсальности температурно-инвариантной характеристики вязкости полимеров в конденсированном состоянии. – ДАН СССР, 1964, т.154. №4, С.890-894.
62. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа . – М., «Наука», 1970.- с.716-745
63. Малкин А.Я. «Некоторые задачи течения неньютоновской жидкости». – Труды МИХМ, 1960, т.20, С. 29-38
64. Sakiadis V. Equilibrium flow of general fluid through a cylindrical tube.- AICHE Journal, 1962, v. 8, No.3, pp.317-327.
65. Тябин Н.В., Центовский Е.М., Вачагин К.Д Движение неньютоновской жидкости в трубах конечной длины. – Тр. Казанск. Хим.-технологического института, 1965.- вып. 35.-с.173-181
66. Вачагин К.Д., Зиннатуллин Н.Х., Тябин Н.В. Дифференциальное уравнение движения неньютоновской жидкости. –Тр. Казанск. Хим. – технологического ин-та, 1964.- вып. 32.- с. 157-163
67. Яхно О.М. Кинематические характеристики потока неньютоновской жидкости на начальном участке цилиндрической трубы. – Вести. Киевск. политех. ин-та.Сер. Хим. Машино-стр. и технология, 1969, № 6, С.134-137
68. Boussinesque Y.SUR la maniere tout les vitesses dans un tube cilindrique de section circulaire, evase a son entrée se destribuent depins cette entrée, jusqu'au endroits on se trouve etablib un regime uniforme.-Compt. Rend., 2002, v. 13, pp.9-15; pp. 49-51.
69. Langhaar H.L. Steady flow in the transition length of a straight tubes. – Y.Appl. Mech., Trans. ASME, 2002, v. 64, pp.55-58.

70. Collins M., Schowalter W. Behavior of nonnewtonian fluids in the entry region of pipe.- AICHE Journal, 1993, v.9, No.6, pp. 804-809.
71. Tomita I. A study of viscolastic fluid flow.- Bull. Of ASME, 1964, v. 4, No.13, pp.77-85.
72. Sovins Y.G. A pitot-tube method for measuring the first normal stress difference and its influence on laminar velocity profile determinations.- AICHE Journal, 1965, v. 11, No. 4, pp. 673-677.
73. Левш В.И., Геллер Б.З., Умаров Д.У. Распределение скоростей при течении прядильных растворов по трубам. Сб.НИР ТашПИ, Ташкент, 1971.-вып.91,1973.-с.155-160.
74. Жданов Ю.А., Дубовицкий В.Ф. Исследование профиля скоростей при течении расплава полиэтилена в цилиндрических каналах. – Респ.межвед.науч.-техн.сб., Хим. Машиноост. 1968, №8, С.42-47.
75. Vela S., Kalb J.W., Fredrickson A.G. On stress-relaxing solids: Part III. Simple harmonic deformation.-AICHE Journal, 1975, v. II, No. 2, pp. 289-294.
76. Etter J., Schowalter W.R. Unsteady flow of an oldroyd fluid in a circular tube. – Trans. Soc .Rheol., 1965, v. 9:2, pp. 351-369.
77. Jones J.R., Walters T.S. Flow of elasticoviscous liquids in channels under the influence of a periodic pressure gradient. Part I.-Rheol. Acta. 1967, v.6, pp.240-245.
78. Peev G., Niholowa A. On the phase lag between gradient and velocity of a oscillatory laminar flow of elastico-viscous liquids in channels of circular section. – Comp . rend. Acad. Bulg. Sci., 1971, v. 24, No. 3, pp. 327-330.
79. Peev G., Elvenkov D., Kunev I. On the problem of oscillatory laminar flow of elastico-viscous liquids in channels. –Rheol. Acta, 2001, v. 9, pp. 506-508.
80. Harris J., Peev G., Wilkinson W.L. Velocity profiles in laminar oscillatory flow in tubes. – J.of phys. E., 1969, Ser.2, v.2, pp.913-916.
81. Peev G. On the velocity profiles in oscillatory laminar flow of elastico-viscous liquids in tubes of circular section.-Compt.2003, v, pp 816-841

82. Peev G. On the problem of oscillatory laminar flow of elastico-viscous liquids in channels.- Rheol. Acta, 1995, v. 14, pp. 450-452.
83. Barnes H.A., Townsend P., Walters K. Flow of non-newtonian liquids under a varying pressure gradient.-Nature, 1969, v. 224, pp585-586.
84. Walters K., Townsend P. The flow of viscous and elastico-viscous liquids in straight pipes under a varying pressure gradient.- Proceed. Of Fifth internat. Congress on Rheol., 1970, v.4, pp. 471-483.
85. Pattabhi Ramaacharulu N.Ch. The pulsating flow of a second order viscous liquid through circular pipe.- Arch. Meeh. Stosow, 1971, v. 23, №.2,pp.167-182.
86. Booij H.C. Influence of superimposed steady shear flow on the dynamic properties of non-newtonian fluids. III Measurements on oscillatory normal stress components.-Rheol. Acta, 1968, v.7, №3,pp. 202-209.
87. Jones J.R., Walters T.S. Flow of elasticoviscous liquids in channels. Part I.- Brit.J.Appl.Phys., 1966, v.17.pp.254-262.
88. Jones J.R., Walters T.S. Flow of elasticoviscous liquids in channels. Part II.- Rheol. Acta, 1967,v.6,No.4,pp.330-338.
89. Barnes H.A.,Townsend P., Walters K. On pulsatile flow of non-newtonian liquids.-Rheol.Acta, 1971, v.10,pp.517-527.
90. Patterson G.K., Zakin J.L., Rodrigues J.M. Drog reduction correlations.- AICHE Journal, 1970, v. 16,No.3,pp.505-506.
91. Gianetto A., Baldi G. Flusso laminare pulsate di fluidi non-newtoniani.- Quad.Ing.Chim.Ital., 1970. v.6, No. II, pp. 186-197.
92. Capra V. Sul trattamento numerico di una equazione parabolica singolare.- Levrotto e-Bella, Turin, 1971.p 111-122
93. Sicardi S., Baldi G., Gianetto A. Laminar pulsed flow of non-newtonian fluids.-Quad. Ing. Chim. Ital., 1975, v. 57. No.7. pp.105-110.
94. Алесковский В.Б., Яцимирский К.Б. Физико-химические методы анализа. Практическое руководство Л.: Химия, 1971- с.161.

95. Лукошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту М.: Недра, 1972.- с.214-257.
96. Салимов З.С., Железнов А.С., Убайдуллаев Б.Х., Беликова Н.В. Вязкопластическая модель движения высоковязких нефтей по трубопроводам // Доклады АН РУз-2000 №7, с. 24-27
97. Ф.Холланд, Ф.Чапман Химические реакторы смесители для жидкофазных процессов, М, Химия, 2001.-с.182-201.
98. Петров А.А. Гетрогенные ПАВ для обезвоживания нефтей. Самара. Кн. изд. 1965.- с.12
99. Поконова Ю. Нефть и нефтепродукты. Справочник. М.: Химия, 2005 – с.245-268
100. Петров А.А. Реагенты – ПАВ для обезвоживания и обессоливания нефтей. Самара. КНИ. 1965.-с.41-81.
101. Современное состояние и перспективы развития ПАВ для подготовки нефти за рубежом. /Обзорная информация// М.: ВНИИОУЭНГ пром. серия «Нефтепромышленное дело», вып. 17 (146), 1987, - с.11-35
102. Космачева Т.Ф., Губайдуллин Ф.Р. Особенности механизма действия ПАВ // Нефтяное хозяйство, 2005, № 12, с. 114-117.
103. Назаров И.Г., Абаков В.М., Султанов Е.Ф. Влияние коллоидно – химических свойств некоторых реагентов на разрушение водонефтяных эмульсий. /Нефтехимия и нефтепереработка, 2005, 2(21), С. 33-40.
104. Многофункциональные композиции ПАВ в технологических операциях нефтедобычи. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. - с.10-50
105. Попов В.С. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. М.: Недра, 1988. с.195-251
106. Yiyang Wang, Lu Zhang, Taolei Sun et al. / Journal of Colloid and Interface Science. 2004. v. 270. I s. 1. p. 163.-177
107. Taolei Suna, Lu Zhanga, Yiyang Wanga et al. / Journal of Colloid and Interface Science. 2002. v. 255. I s. 2. p. 241-243.

108. Maria Lupe Marques, Estrella Rogel, Issac Reif. / Journal of Colloid and Interface Science. 2004. v. 270. I s. 1. p. 163-165.
109. Sjblom Johan, Li Mingyan, Niland Harald. Деэмульгирование водонефтяных эмульсий. Шию сюэбоа. Ажта Петрол. Син. 2001, № 2, с. 124-126.
110. Ширшов А.Н., Федущак Т.А., Гурьянов А.Н. Роль ПАВ в понижении вязкости нефтей. Тезисы докладов Международной конференции по химии нефти и газа. Томск, 1997, с. 302-303
111. Фролов Ю.Г. Поверхностные явления и дисперсные системы. М.: Химия, 2000, с.165-192.
112. Левченко Д.И. и др. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985, с.101-152
113. Левченко Д.И. и др. Обессоливания нефти на нефтеперерабатывающих заводах. М.: ЦНИИТЭ-нефтехим, 1973, с.10-47.
114. Мышкин Е.А. Подготовка нефтей и мазутов к переработке. М.: Гостоптехиздат, 1946, с.74-99
115. Хабибулина Р.К., Коноплев В.П. Разработка оптимальной технологии обезвоживания и обессоливания нефтей на Иркутском ГПЗ. М.: Нефтепромысловое дело, 1982, № 10, с. 28-29,
116. Махонин Г.М., Петров А.А., Борисов С.И. Влияние компонентов нефтей на эффективность ПАВ. // Химия и технология топлива и масел. 1982, № 8. с. 24-26.
117. Щербанов А.З. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов с подогревом. М. Химия, 1981 – с.107-202.
118. Хаккулов К.Ж. Современное состояние и перспективы развития нефтегазовой промышленности Узбекистана. Узбекской журнал нефти и газа. 1998, №3, с. 30 – 31
119. Пулатов Б.А., Смирнова Л.Д., Курбанбаева О.Э., Махкамов Р.Р. Исследование новых композиционных ПАВ при обезвоживании нефти. Узбекский химический журнал, 2005, №5. с.3-7.

120. Пулатов Б.А., Смирнова Л.Д., Курбанбаева О.Э., Махкамов Р.Р. Исследование новых ПАВ при обезвоживании и обессоливании нефти. // Узбекский химический журнал, 2005, №3. с.11-14.
121. Давронов Н.К., Алимов А.А., Салимов З.С. ПАВ нефтей и газоконденсатов. Сб. материалов научно-технической конференции “Актуальные проблемы создания и использования технологий переработки минерально – сырьевых ресурсов Узбекистана”. Ташкент, 2007, с. 62-66.
122. Назаров И.Г., Аббосов В.М., Султанов Е.Ф. Влияние коллоидно-химических свойств некоторых реагентов на разрушение водонефтяных эмульсий. Процессы нефтехимии и нефтепереработки. 2005, №2, с. 33-40.
123. Проспект ОАО “Гипровостокнефть”. ПАВ нефтяных эмульсий Реапон – 4В. Омск. 2005. 3с.
124. Галиакбаров В.Ф., Галиакбаров М.Ф., Лопатин И.Ф. и др. Состав для обезвоживания и обессоливания нефти и способ его применения в устройстве для разрушения водонефтяных эмульсий. SciTecLibrary. Com. 2005, -3с.
125. ТУ 39-001-52743584-00. Многофункциональные реагенты для комплексной интенсификации технологических процессов добычи и транспортировки нефти.Т.:1984-7с.
126. Силин М.А., Гаевой Е.Г., Магадов Р.С., Климова Л.З., Етариков В.В. ПАВ водонефтяных эмульсий. – <http://nich.gubkin.ru/catalog/Russian/neftehim/s/h...7с>.
127. Патент 6914036 (США). МПК С 09 К 7/00.10с.
128. Патент 2244733 (Россия), МПК С 106 33/04.11с.
129. Патент 2076134 (Россия), МПК С. 10 G 33/04.9с.
130. Патент 4396499 (США), ШКИ С. 10 G 33/04.7с.
131. Патент 4384950 (США), ШКИ С. 10 G 33/04.8с.

132. А.С. №151214444 /Солодов А.В., Лебедев Н.А., Тудрий Г.А., Наумова А.В., Ялышева А.Г. и др. Состав для обезвоживания и обессоливания нефти. Опувл. В БИ. №14 2006 г.-3с.
133. А.С. №1236747 (Россия) Петров А.Г, Гусев В.И., Солодов А.З. и др. Способ обезвоживания нефти опубл. В Б.И. №10, 2001 г.-7с.
134. А.С. №749880. Способ обезвоживания и обессоливания нефти. // Смирнов Ю.С., Контког В.А., Петров А.А. и др. Опувл. В Б.И. №27, 1980,6с.
135. Силин М.А., Гаева Е.Т., Магедов Р.С., Климова М.З., Стариков В.В. ПАВ водонефтяных эмульсий <http://nich.gubkin.ru/catalog/Russion/neftehim/s.h.,2002>, 5с.
136. Петров А.А. Применение ПАВ-Х для деэмульгирования нефтей. ЖВХО им. Д.И. Менделеева – 1966, с. 398-403.
137. Каштанов А.А., Жуков С.С. Оператор обезвоживающий и обессоливающей установки. М: Недра, 1985 – с.10-22.
138. Физико-химические основы технологии строительных материалов: Учебно-методическое пособие / Я.Н. Ковалев. - М.: НИЦ Инфра-М; Мн.: Нов. знание, 2012. - 285 с.
139. Суханов В.П. Переработка нефти М.: Высшая школа. Изд. Второе переработанное дополненное 1979.- с.210-254.
140. ГОСТ 6356-75. Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле. С.26-29.
141. ГОСТ 32139-2013. Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии. 19 с.
142. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. 9 с.
143. Богомолов А.И., Абрютин Н.Н. Современные методы исследования нефтей. Л.: Недра, 2004.- 431с.

144. Рахимов Б. Р., Адизов Б.З., Абдурахимов С. А. Высокосмолистые нефти и проблемы их транспортировки по трубопроводам // Журнал Universum: Технические науки. – Москва, 2020. – № 12(81). Часть 4, – С.31-34.
145. ГОСТ 6370-83. ТУ. Метод определения содержания механических примесей в нефти и нефтепродуктах. - М.: Стандарт, 1983. - 12 с.
146. Рябов В.Д. Физико – химические методы исследования углеводородов и других компонентов нефти. – М.: ГАНГ, 2006. – 315 с.
147. ГОСТ 2477-2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. 8 с.
148. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. С. 72-82.
149. ГОСТ 19121-73. Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе. С. 128-133.
150. Рябова Н.Д. Крекинг кокинской нефти. Труды УзФАН, 1942, № 4.
151. Дмитриев П.П. Битумы из Хаудагской нефти // Наука и техника, 1937. № 6. С. 54-58.
152. Ходжаев Г.Х. Исследование нефти месторождения Кокайты. Труды УзФАН 1942, № 4. С. 57-61.
153. Дмитриев П.П., Рябова Н.Д., Черков М.Ф. Получение сульфозфрезола из южноузбекистанской нефти. Известия АН Узбекистана, 1956, №3. С. 87-91.
154. Хамидов Б.Н., Нарметова Г.Р., Азимова М.И., Хабиллаев С.Б. Исследование нефти месторождения Миршады Сурхандарьинской области // Доклады АН Узбекистана, 1994, № 11, с. 23.
155. Эшметов Р.Ж., Салиханова Д.С. Адизов Б.З., Абдурахимов С.А. Ассоциаты сопутствующих нефтям веществ и их роль стабильности водонефтяных. Композиционные материалы, Узб. Научно-технический и производственный журнал, 2017, № 3, с. 8-10.

156. Рашидова Ф.М. Облагораживание бензиновой фракции высокопарафинистой Мингбулакской нефти. Автореферат. Канд. Хим. Наук 1998. - 24 с.
157. Адизов Б.З. Изучение состава и содержания солей в водонефтяных эмульсиях местных нефтей // Научный вестник Наманганского государственного университета. – Наманган, 2019. №4. – С. 38 – 42.
158. Яковлев К.П. Математическая обработка результатов измерения. – М.: Стандарт, 1960. – 215 с.
159. Маликов С.Ф., Тюрин Н.И. Введение в метрологию. - М.: Стандарт, 1966. - 84 с.
160. Нагорнов С.А., Дворецкий Д. С., Романцова С.В., Таров В.П. Техника и технология производства и переработка растительных масел. Тамбов. 2010. – 53с.
161. Рахимов Б.Р., Адизов Б.З., Абдурахимов С.А., Аноров Р. А., Ходжаев С.Ф., Кадирова Н. Б. Использование соапстоков в качестве депрессаторов для изменения вязкости местных нефтей // Журнал Universum: Технические науки.–Москва, 2021.–№5(86) Часть 4,–С.86-91.
162. Набиев А.Б., Султонов А.С., Абдурахимов С.А. Проблемы транспортировки местных высоковязких нефтей. Фаргона Политехника институти V Республика илмий-амалий анжуманининг материаллари – Фаргона. 2009. Б.132-133.
163. Рахимов Б.Р., Адизов Б.З., Абдурахимов С.А., Аноров Р.А., Ходжаев С.Ф., Кадирова Н. Б. Изучение влияния смеси фосфолипидов с триацилглицеридами на изменение вязкости тяжелых нефтей // Журнал Universum: Технические науки.–Москва, 2021.–№ 5(86) Часть 4,–С.82-85.
164. Рахимов Б. Р., Набиев А. Б., Адизов Б.З., Абдурахимов С. А. Понижитель вязкости тяжелых нефтей на основе хлопкового соапстока // Журнал Universum: Технические науки. – Москва, 2020. –№ 5(74). Часть 2, –С.59-62.

165. Петрухина Н.Н. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке // Дисс. на соис. учен степ к.т.н., Москва – 2014, С. 205.
166. Набиев А.Б. Разработка технологии получения веществ, снижающих вязкость тяжелых нефтей и их применение // Авт. дисс. док фил (PhD) по тех наук. Ташкент. – 2018, С. 50.
167. Рузметова Д.Т., Салиханова Д.С., Абдурахимов С.А., Эшметов И.Д., Абдурахимов А.А. Исследование изменений состава жирных кислот хлопкового соапстока при их фракционировании // Universum: Химия и биология: электрон. научн. журн. 2017. № 10(40). С. 41-45.
168. Кирсанов Ю. Г., Шишов М. Г., Коняева А. П. Анализ нефти и нефтепродуктов / М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 88 с.
169. Набиев А.Б., Абдурахимов С.А. Интенсификация транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу // Монография, Ташкент – 2017. С. 138.
170. Шафиев Р.У, Махмудов Н.Н, Амиркулов Н. С, Турсунов М.А, Базаров Ш.Т. Технология сбора и подготовки нефти, газа и воды на промыслах.(Учебник). Ташкент: Фан ва технология – 2016-310 с.
171. Заменков Ю. Д, Макарова Л. М, Прохоров А. Д, Дудин С.М, Сбор и подготовке нефти и газа, Учебник для вузов. М: Изд. центр и “Академия “ 2009, 160 с.
172. Антонова Э.О, Крилов Г.В, Прохоров. А.Д, Степанов О. А. Основы нефтегазого дела (Учебник).М: ООО “Недра-Бизнесцентр”-2003-307с
173. И.Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти // Учебное пособие для вузов. — М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

<b>ПАВ</b>	- поверхностно активные-вещества;
<b>НПЗ</b>	- нефтеперерабатывающий завод;
<b>САВ</b>	- смолисто-асфальтовые вещества;
<b>СС</b>	- сернистые соединения;
<b>ДМС</b>	- дисперсные механические системы;
<b>ПВ</b>	- парафиновые вещества;
<b>ЦП</b>	- церезиновые производные;
<b>КВ</b>	- красящие вещества;
<b>ИК</b>	- инфракрасное излучение;
<b>ТНПТ</b>	- транспортировка нефтей по трубопроводам;
<b>ФЛПАВ</b>	- фосфолипидный ПАВ;
<b>КТ</b>	- кривая течения;
<b>ТМН</b>	- текучесть местных нефтей;
<b>ТАГ</b>	- триацилглицерид

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>		<b>4</b>
<b>ГЛАВА I. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ Понижения вязкости и транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу.....</b>		<b>8</b>
1.1.	Составы и свойства транспортируемых высоковязких и тяжелых нефтей.....	<b>9</b>
1.2.	Научно-технические основы транспортировки нефтей по трубопроводам.....	<b>23</b>
1.3.	Повышение текучести высоковязких и тяжелых нефтей по трубопроводам.....	<b>42</b>
<b>ГЛАВА II. МЕТОДЫ АНАЛИЗОВ высоковязких нефтей и понизителей их вязкостей.....</b>		<b>71</b>
2.1.	Методы анализов физико-химических показателей высоковязких и тяжелых нефтей	<b>71</b>
2.2.	Лабораторная установка для получения композиции понизителей вязкости тяжелых нефтей.....	<b>74</b>
2.3.	Различительные физико-химические показатели высоковязких и тяжелых местных нефтей.....	<b>75</b>
2.4.	Статистическая оценка погрешностей и измерений физико-химических показателей нефтей.....	<b>80</b>
<b>ГЛАВА III. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ПАВ, снижающих вязкость высокосмолистых нефтей.....</b>		<b>83</b>
3.1.	Изучение влияния смеси фосфолипидов с триацилглицеридами на изменение вязкости тяжелых нефтей.....	<b>84</b>
3.2.	Использование соапстоков в качестве депрессаторов для изменения вязкости местных нефтей.....	<b>95</b>
3.3.	Понизитель вязкости тяжелых нефтей на основе хлопкового соапстока.....	<b>102</b>
3.4.	Высокосмолистые нефти и проблемы их транспортировки по трубопроводам.....	<b>108</b>

3.5.	Влияние гидро- и термодинамических факторов и вводимых в депрессаторов в состав высоковязких нефтей.	<b>115</b>
3.6.	Разработка эффективных смесей депрессаторов для повышения текучести высоковязких нефтей.....	<b>123</b>
<b>ГЛАВА IV. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ПАВ, СНИЖАЮЩИХ ВЯЗКОСТЬ ВЫСОКОСМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ.....</b>		<b>127</b>
4.1.	Создание технологической схемы получения депрессаторов из местного сырья для повышения текучести высоковязких нефтей.....	<b>127</b>
4.2.	Результаты опытно-производственных испытаний разработанных технологии получения композиции депрессаторов и их применения при повышении текучести высоковязких нефтей по трубопроводам.....	<b>130</b>
4.3.	Экономическая эффективность получения композиции депрессаторов и технологии применения их при повышении текучести высоковязких нефтей по трубопроводам.....	<b>136</b>
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>139</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>142</b>

**Данная монография написана под руководством  
профессора Абдурахимова Саидакбара  
Абдурахмановича и посвящается светлой памяти нашего  
любимого учителя и наставника.**



*Абдурахимов Саидакбар  
Абдурахманович*

**Б.Р. Рахимов, Б.З. Адизов, А.А.Очиллов,  
С.А. Абдурахимов**

# **ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПАВ, СНИЖАЮЩИХ ВЯЗКОСТЬ МЕСТНЫХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ**

<b>Редактор:</b>	Г. Мурадов
<b>Технический редактор:</b>	Г. Самиева
<b>Верстник:</b>	А. Каландаров

Разрешено к печати: 07.04.2022. Формат: 60/84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
Усл.печ.лист: 9,25. Заказ № 54. Тираж 20.  
Цена договорная.



Издательство “ДУРДОНА”. г.Бухара, ул.  
М.Икбол, 11.



Отпечатано в типографии ООО “Шарк-Бухоро”.  
г.Бухара, ул.Узбекистон Мустакиллиги, 70/2.  
Тел. (0365) 222-46-46