

**А.Б.НАБИЕВ, С.А.АБДУРАХИМОВ**

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ  
ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ  
НЕФТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДУ**



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

**НАМАНГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
Ташкентский химико-технологический институт**

**А.Б.НАБИЕВ, С.А.АБДУРАХИМОВ**

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ  
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ  
ПО ТРУБОПРОВОДУ**

**Ташкент – 2017**

УДК: 84.57.030  
КБК: 7710(5руе)  
Н - 54

В монографии изложены основные научно-практические результаты по интенсификации транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу.

Обсуждены и выявлены резервы интенсификации процессов транспортировки высоковязких нефтей. Предложены поперечно-активных веществ (ПАВ), присадки полученные из хлопковых масел и методы их применения при снижении вязкости высоковязких нефтей.

Монография предназначена для специалистов нефтегазовой промышленности, студентов и магистров высших учебных заведений.

Ответственный редактор: д.т.н.проф А.В.Умаров

Рецензенты: д.х.н. Ш.В.Абдуллаев  
к.т.н. К.М.Иноятов

Рекомендовано в печать на основании приказа №10 от 4 мая 2016 года Ученого Совета Наманганского государственного университета

ISBN 978-9943-3813-8-4

А.Б.Набиев, С.А.Абдурахимов  
Интенсификация транспортировки  
высоковязких нефтей по трубопроводу.  
Ташкент: Издательство « », 2017



## ВВЕДЕНИЕ

Транспортировка нефтей по трубопроводу считается одним из основных и экономичных способов их доставки на места потребления. Причем, в случае использования электроэнергии, чем выше вязкость транспортируемой нефти, тем больше расход электроэнергии, а порой бывают случаи невозможности движения высоковязких нефтей по трубопроводам более высокого диаметра.

Известно, что высокая вязкость нефтей обусловлена значительным содержанием в них следующих компонентов: парафина, смол, серы, механических примесей и др.

Использование химических реагентов (растворителей, разжижителей, поверхностно-активных веществ (ПАВ) и т.п.) 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 повышает себестоимость их транспортировки.

Поэтому, в настоящее время интенсивно ведутся поисковые работы по использованию нетрадиционных (электромагнитных, СВЧ-обработки и т.п.) способов повышения текучести высоковязких нефтей по трубопроводу.

Безусловно, комбинированное использование нескольких способов обработки высоковязких нефтей в период их транспортировки также считается перспективным, т.к. сулит значительные экономические выгоды.

В Узбекистане на месторождениях Джаркургана , Джаркак, Мингбулак и других добывают высоковязкие и высокопарафинистые нефти, которые требуют применения вышеотмеченных способов повышения их текучести по трубопроводам.

Следовательно, подбор эффективного способа транспортировки таких нефтей по трубопроводу с использованием дешевого местного ПАВ, т.е. разжижителя будет способствовать значительному повышению технико-экономических показателей данных производств.

Таким образом, совершенствование процесса транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу является актуальной задачей, имеющей научное и практическое значение.

Пользуясь случаем авторы выражают искреннюю благодарность за оказанную научно-методическую помощь академику АН РУз Салимову З.С. и ответственному редактору А.В.Умарову, а также рецензентам д.х.н. Ш.В.Абдуллаев и к.т.н. К.М.Иноятову оказанную при написании и издании настоящей монографии.

# **ГЛАВА I. АНАЛИЗ СПОСОБОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДУ**

Президент И.Каримов в своей книге [1] «Мировой финансово-экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана» отмечает особую важность и необходимость использования местных сырьевых ресурсов для модернизации промышленных производств и др.

Известно, что большинство нефтей, добываемых в Республике из-за высокого содержания парафина смол, серы и других соединений имеет высокую вязкость и низкую текучесть по трубопроводам.

Вопросами транспортировки нефтей по трубопроводу занимаются во многих странах мира, в т.ч. и у нас в Узбекистане с целью снижения расходов дорогостоящих реагентов, энергии и др.

Поэтому, совершенствование процесса транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу требует исследования их состава и свойств с учетом местных факторов.

## **1.1 Анализ текучести высоковязких нефтей по трубопроводу**

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

В свою очередь, реальные жидкости в зависимости от характера изменения вязкости при изменении величины напряжения сдвига подразделяются на ньютоновские и неньютоновские [2-4].

У ньютоновских жидкостей величина вязкости неизменна при постоянных температуре и давлении. Они подчиняется основному закону внутреннего трения Ньютона [2]:

$$\tau = -\mu \frac{d\vartheta}{dy} = \mu\gamma \quad (1.1)$$

где  $\tau$ -напряжение внутреннего трения Па:

$\mu$ -динамическая вязкость. Па\*с:

$\vartheta$ -скорость сдвига (течения) жидкости, м/с;

$y$ -координата на оси, перпендикулярной направлению течения (сдвига), м:

$$\gamma = \frac{d\vartheta}{dy} \quad \text{градиент скорости, с-1.}$$

Величина  $\varphi = 1/\mu$  называется текучестью изучаемой жидкости. Знак минус в уравнении (1.1) объясняется тем, что нормаль направлена в сторону уменьшения скорости движения.

Неньютоновскими или аномальными, называются жидкости(например нефть) которые не подчиняются основному закону внутреннею трения Ньютона [2]. 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 (диаграммы), изображающие

графическую зависимость между градиентом скорости течения жидкости  $\gamma$  и возникающим в ней касательным напряжением или напряжением сдвига  $\tau$  [2,3]. Кривые течения могут быть построены на основании обработки данных, получаемых в результате проведения специальных исследований. Обычно для этих целей применяют ротационные вискозиметры [3]. 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 [2,3].

Кривые течения псевдопластичных и дилатантных жидкостей хорошо описываются степенной зависимостью следующего вида [2,3]:

$$\tau = K * \gamma^n \quad (1.2)$$

где  $k$  и  $n$  константы;

$k$ - мера консистенции жидкости (чем выше вязкость, тем больше значения  $k$ );

$n$ - характеристики 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  $n > 1$  [2,3].



Для характеристики реологических свойств неньютоновских жидкостей часто вводят понятие эффективной кажущейся вязкости [3,4]. 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 начала координат с точками кривой течения [5,6]:

$$\mu_0 = \operatorname{ctg} \beta = \frac{\tau}{\gamma} \quad (1.3)$$

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 [7].

При разработке схем внутрипроизводственной транспортировки нефтей по трубопроводам возникает необходимость исследования её закономерностей, связывающих характеристики процесса течения жидкостей [8-11].

Известно, что при течении идеальной жидкости по трубопроводу параметры процесса связаны следующим соотношением [12-14]:

$$V = A \vartheta t \quad (1.4)$$

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 разных месторождений [15-17]. Поэтому при разработке новых месторождений нефти возникает необходимость исследования её реологических свойств для выдачи исходных данных к расчёту трубопроводов по формулам прикладной гидромеханики [17]. 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.

## **1.2. Особенности транспортировки неньютоновских жидкостей по трубопроводу**

Одним из основных параметров, характеризующих физические свойства жидкостей (например, нефти) является вязкость, прояв-

ляющаяся 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 [2]. Класс жидкостей, подчиняющихся этому закону носит название ньютоновского. Однако, имеется другой класс жидкостей, например, высоковязких нефтей не подчиняющихся этому закону, так называемых неньютоновскими [2,3]. 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 [2]:

$$\tau = \eta \dot{\gamma}^h \quad (1.5)$$

где  $\eta=1$  жидкость течет как ньютоновская.

Однако уравнение (1.5) не описывает полную реологическую кривую течения высоковязкой нефти, а отражает лишь ее переходную ветвь [18,19].

Другим реологическим законом, предложенным Эйрингом в работах [20,21], 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 [20,22 и 23] был предложен ряд уравнений, описывающих зависимость вязкости от параметров течения.

К таким относятся: трехпараметрическое и пятипараметрическое уравнения Пауэлла-Эйринга [21], уравнения Сили [24], Олдройда [26], Суттерби [20], Метера [19], Бюхе [27], Сприггса-Бирда [25], Уильямсона [28] и Эллиса [18].

Из этих уравнений лишь пятипараметрическое уравнение Пауэлла-Эйринга в большей степени приближения описывает поведение неньютоновских систем. По данным [22], отклонение составляет около 5%. Максимальная ошибка получается при использовании уравнения Олдройда, которая по данным [20,22,23] достигает 40%, в то время, как уравнения Сили [24] 20-30%, Бюхе [27] 13%, Пауэлла-Эйринга [21] дает 14-19%, Метера [19] и Сприггса-Бирда [25] 9%, Суттерби [20] 4%, Уильямсона [28] 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-Вилия тем, что реологические константы здесь не зависят от температуры [29,30]. 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 [31]. Однако для неньютоновских жидкостей оно становится неприменимым, вследствие изменения коэффициента вязкости в зависимости от гидродинамических условий течения потока.

В работе [32] была сделана попытка получения уравнения стационарного движения жидкости, подчиняющейся степенному закону. Однако это уравнение лишь весьма приближенно описывает движение неньютоновской жидкости. В другой работе [33] была рассмотрена задача об установившемся течении псевдопластичной жидкости в трубе прямоугольного сечения. Теоретическому исследованию течения неньютоновской жидкости посвящена работа [34]. Основываясь на обобщенном законе трения, в работе [35] была получена система дифференциальных уравнений движения неньютоновской жидкости в трехмерных координатах. В работах [36,37] 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 [38,39]

применялись интегральные методы для решения уравнения пограничного слоя неньютоновской жидкости. Авторами [40] и [41] также получено приближенное решение уравнений движения для неньютоновских жидкостей. Теоретические исследования процесса развития профиля скоростей потоков неньютоновских жидкостей были проведены в работах [42], [43],[44]. Длина входного участка, на котором достигается значение осевой скорости около 90% от скорости развитого течения, определяется безразмерным параметром

$$A = \frac{x}{R} \cdot \frac{1}{Re} \quad (1.6)$$

где  $x$ -длина участка формирования профиля скоростей,  $R$ -радиус трубы. 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 [45], 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 так же 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 [46,47]. Однако профили скоростей нередко отличаются от параболы, и меняют конфигурацию с изменением скорости сдвига [48]. Теоретическая форма профиля скоростей определяется принятым реологическим законом течения [2]. 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 вышечисленное 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 [49] 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  $\omega < 10$  С-1 а уже при  $\omega > 10$  С-1 наблюдаются отклонения от ньютоновского поведения. При этом сдвиг фаз давления и осевого перемещения более значительный, чем при малых частотах. В работе [50] 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 [51]. 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 [51] было получено следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{d^2W}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dW}{dr} + \lambda^2 W = \frac{B\lambda^2}{i\omega\rho} \quad (1.7)$$

Допуская, что:

$$W = V + \frac{B}{i\omega\rho} \quad (1.8)$$

Уравнение (1.8) может быть сведено к дифференциальному уравнению Бесселя:

$$\frac{d^2V}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dV}{dr} + \lambda^2 V = 0 \quad (1.9)$$

с решением в виде:

$$V = AJ_0(\lambda r) + BJ_0(\lambda r) \quad (1.10)$$

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

$$W = \frac{B}{i\omega\rho} \left( 1 + \frac{J_0(\lambda r)}{J(\lambda R)} \right) \quad (1.11)$$

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:

$$\lambda^2 = - \frac{i\omega\rho}{\int_0^\infty [N(t)dt / (1+i\omega\rho)]} \quad (1.12)$$

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

$t$ -время релаксации.

Следовательно величина максимальной скорости, как следует из выражения (1.12) зависит от параметра  $\lambda$ , определяющегося характерным спектром времен релаксации, который обуславливает эластичность среды.



тичность неньютоновских систем. Профиль скоростей осциллирующего потока неньютоновских жидкостей предложено определять только для двух случаев: для очень малых частот колебаний:

$$W = \left( \frac{dP}{dz} \right)_0 \frac{(a^2 - r^2) \cos \omega t}{\int_0^a N(r) dr} \quad (1.13)$$

где:  $\int_0^a N(r) dr = \eta_0$  - максимальная ньютоновская вязкость при малых для больших частот:

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

Развитием работы [51] стали работы Посева и др. [52], где предложено уравнение для расчета угла сдвига фаз с оценкой различных феноменологических параметров, предлагаемых для характеристики вязко эластичных жидкостей. В работе [53] показана возможность точного вычисления полного профиля скоростей посредством табулированных функций. Экспериментальная проверка данного уравнения была проведена в работе [55], где на основе ранее разработанной методики визуализации [54] 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 вязко эластических жидкостей посредством рекомендованных механических моделей. Результаты, полученные в [55] были применены в работе [56] к осциллирующему течению неньютоновских жидкостей в трубе кольцевого сечения и получены выра-

жения 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 вязко эластических 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 [57] сделана попытка упростить задачу линеаризацией нелинейного реологического уравнения, что достигается введением зависящего от скорости коэффициента « кажущейся» вязкости  $\eta_0(\dot{\gamma})$ . Реологическое уравнение при этом становится линейным в виде:

$$\tau = \eta_0(\dot{\gamma}) \dot{\gamma} \quad (1.14)$$

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

$$U(r; t) = U_0(r) + \varepsilon [U_1^{(1)}(r) + U_1^{(2)} e^{i\omega t}] + \varepsilon^2 [U_2^{(1)}(r) + U_2^{(2)}(r) e^{i\omega t} + U_2^{(3)} e^{2i\omega t}] \quad (1.15)$$

$$\gamma(r; t) = \gamma_0(r) + \varepsilon [\gamma_1^{(1)}(r) + \gamma_1^{(2)}(r) e^{i\omega t}] + \varepsilon^2 [\gamma_2^{(1)}(r) + \gamma_2^{(2)}(r) e^{i\omega t} + \gamma_2^{(3)} e^{2i\omega t}] \quad (1.16)$$

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 вязко эластических свойств высоковязких нефтей, которые проявляются в значительной степени. Эти недостатки были исправлены в другой работе [58], в которой представлены результаты теоретического исследования пульсирующего течения неньютоновских жидкостей с учетом их вязко эластических 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 псевдо пластичных жидкостей, приведенного в работе [59]. Показано, что пульсирующее течение псевдо пластических 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 вязко эластических 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 [60], при наложении пульсирующего силового поля на стационарное течение вязко эластичных жидкостей, эластические свойства их проявляются более отчетливо, что дает возможность оценки компонентов нормальных напряжений. В работе [61] теоретически рассмотрено пульсирующее течение несжимаемой вязко эластичной 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 [62], где также теоретически рассмотрено пульсирующее течение вязко эластичных жидкостей в канале прямоугольного сечения.

В работе [63] авторы обнаружили, что в пульсирующем течении нелинейной вязко эластической жидкости средний расход выше стационарного при том же градиенте давлений, что предсказывалось этими авторами в ранее опубликованных ими работах [57,58]. 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 трубулизация потока снижающего гидравлического сопротивление [64] приводит к некоторому суммарному увеличению расхода, которое достигло при частоте  $N=22$  величины порядка 400%. Теоретическое исследование пульсирующего течения «реологической степенной» жидкости предложено в [65]. Получено дифференциальное уравнение пульсирующего движения неньютоновской жидкости в виде:

$$\frac{\partial V}{\partial t} = A + B \sin \omega t - \frac{k}{R^{n+1} \delta} \frac{\partial}{\partial (\delta)} \left[ \left( \frac{-\partial V}{\partial (\delta)} \right) \frac{\partial V}{\partial (\delta)} \right] \quad (1.17)$$

Решение уравнения (1.17) представляет собой зависимость для средней по сечению трубы скорости от реологических и частотных параметров:

$$V = -\frac{n}{3n+1} \left[ \frac{AR^{n+1}}{2k} \right]^{1/n} + \frac{B}{A\omega} \left\{ -\cos \omega t + \frac{4n}{(n+1)y} \frac{M_{n+1}}{M_0} \sin \left( \omega t + V_{n+1} - V_0 + \frac{\pi}{4} \right) \right\} \quad (1.18)$$

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 функций 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/

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

использовано допущение и получено асимптотическое решение следующего вида:

$$\bar{V} = \left[ \frac{R^{n+1}}{2k} \right]^{1/n} \frac{n}{3n+1} \left( -\frac{\partial P}{\partial z} \right) - \frac{\partial P}{\partial z} \left| \frac{1-n}{n} \right| \quad (1.19)$$

Полученные выражения (1.18) и (1.19) 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:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = A + \sum_{i=1}^{\infty} [B_i \sin(i\omega t) + A_i \cos(i\omega t)] \quad (1.20)$$

В общем случае, когда выражения (1.19) и (1.20) неприменимы, в работе даются численные решения уравнения (1.35) методика которого взята из работы [66].

Параметр

$$y = \frac{8n\rho\omega}{(n+1)^2 A} \left( \frac{R^{n+1} A}{2k} \right)^{1/n} \quad (1.21)$$

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



$$\frac{\bar{n}}{n} = \frac{1}{r^2} \frac{16n(3n+1)M_{v+1}(Y)}{Y^3(n+1)^3 M_v(Y)} \cos\left(V_{v+1}(Y) - V_v(Y) - \frac{\pi}{4}\right) + 1 \quad (1.22)$$

показана как избыточная.

Экспериментальная проверка теоретических результатов работы [65] была проведена в работе [67].

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.

### 1.3 Способы повышения текучести высоковязких нефтей по трубопроводу

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 составам и природой происхождения [67-72].

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. Фракции 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 [5]. В нефтях обнаружены углеводороды почти всех гомологических рядов, за исключением алканов. Известны нефти с повышенным содержанием алканов, циклоалканов (нефтенов) и аренов [67-72].

Нефть, непосредственно получаемая из недр земли, называется сырой. В ней обычно содержится: попутный газ:  $50-100 \text{ м}^3/\text{т}$ ; вода  $200-300 \text{ кг}/\text{т}$ ; минеральные соли  $10-15 \text{ кг}/\text{т}$ ) и механические примеси до 2% [70-73].

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 сдавливания и отстаивания [74,75].

В табл. 1.1 приведены характеристики нефтей ряда известных месторождений СНГ [5].

После многоступенчатой сепарации нефть на многих промыслах подвергают стабилизации в специальных ректификационных колоннах для снижения в ней содержания углеводородов  $\text{C}_1-\text{C}_4$  с 2-3% до 1%. Обессоленную и обезвоженную нефть по магистральным

трубопроводам или железной дороге транспортируют на нефтеперерабатывающие заводы .

Авторами работы [6,7] 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 ( $0 > 2,5\%$  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 [2,3].

Мингбулакская нефть (табл.1.2) 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%) [6,7].

Физико-химические показатели нефтей месторождений СНГ [5]

Место- рождения	Плот- ность $d_{4}^{20}$ г/см <sup>3</sup>	Вяз- кость 50 <sup>0</sup> С, сСт	Тем. застыва- ния	Кок- суем- ость % (массе)	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
Гуймазинское	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

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 [8]. 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 [6,7]. Авторы [6] предлагают удалить из бензиновой фракции Мингбулакской нефти избыток алканов адсорбционным методом для получения бензинов, пригодных для автомобильной промышленности, а для получения топлив проводить депарафинизацию.

**Основные физико-химические показатели нефти Мингбулакского месторождения (при 20<sup>0</sup>С) [6,7]**

Показатели	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,857
Вязкость кинематическая при 20 <sup>0</sup> С, сСт	121,52
при 50 <sup>0</sup> С, сСт	22,38
Кислотное число, мг КОН/г	0,048
Содержание серы, %	0,310-0,314
Температура застывания, <sup>0</sup> С	25
с термообработкой	22
без термообработки	
Содержание асфальтенов, %	6,8
Содержание силикагелевых смол, %	15,65
Содержание парафинов, %	8,56
Температура плавления парафина, <sup>0</sup> С	30,0
Фракционный состав:	
Температура начала кипения, <sup>0</sup> С	69,00
Выкипает до, % масс	
100 <sup>0</sup> С	1,20
120 <sup>0</sup> С	1,80
150 <sup>0</sup> С	5,60
180 <sup>0</sup> С	10,50
200 <sup>0</sup> С	13,00
240 <sup>0</sup> С	16,00
260 <sup>0</sup> С	23,00
280 <sup>0</sup> С	25,00
300 <sup>0</sup> С	30,00
Содержание хлористых солей, мг/л	265,00
Содержание воды	Следы
Элементный состав, % масс:	
H	14,54
C	84,93
N	0,64

В работах [76-78] 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 [79].

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

В табл.1.3 представлены основные физико-химические показатели Джаркурганских (Чигара и Хаудаг) и Кок-Думалакской нефтей, которые перерабатываются на нефтеперерабатывающих предприятиях страны. Как видно из данных табл. 1.3 нефти месторождений Хаудаг и Чигара имеют высокую вязкость и большое содержание смол, парафина, серы и др. Напротив, Кок-Думалакская нефть содержит мало смол, асфальтенов и др.

Из анализов патентной литературы [80] следует, что для улучшения текучести парафинистой нефти по трубопроводам перспективным и экономически выгодным считается введение в поток нефти депрессорных присадок [8,9]. Они изменяют размеры форму и строение частиц нефти. В результате чего снижается температура засты-

вания нефти и повышается её текучесть. Эффективность их действия зависит от химического состава нефти, поэтому для каждого месторождения парафинистой нефти депрессатор подбирается отдельно.

Как показала патентная литература 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 [10,17].

Таблица 1.3

**Основные физико-химические показатели нефтей месторождений Чигара и Хаудаг и Кок –Думалак [80-82]**

Показатели	Образец нефти месторождений		
	Чигара	Хаудаг	Кок-Думалак
1. Плотность, при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	918,3	977,1	866
2. Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	-	-	14,2
при 50 <sup>0</sup> С при 20 <sup>0</sup> С	28,4	-	5,5
при 80 <sup>0</sup> С	-	403,1	-
3. Вязкость условная, ВУ 80	2,8	51	
4. Температура застывания, <sup>0</sup> С	14	22	-20
5. Коксуемость, % масс	5,4	11,7	3,4
6. Содержание, % масс			
-асфальтенов	2,1	9,2	0,67
-смола	25,3	50,4	5,5
-парафинов	6,7	3,8	4,7
-серы	1,7	3,6	2,44
-воды	2,5	2,8	0,41
-мех. примесей	0,016	0,009	-
7. Температура вспышки, <sup>0</sup> С	71	164	-
8. Возможность получения битума	10,6	50,1	-
ЗА-С-2,5 П			

9. Фракционный состав, % масс.			
ИК	117	256	-
до 200	6	0	17,0
до 250	10,0	0	25,0
до 300	15,5	4	36,0
до350	26,0	13	-
до 400	47,5	24	-
до 450	61,0	32,5	-

Универсальной оказался сополимер этилена с анниацетатом в различных вариациях по составу и молекулярным характеристикам. Именно этот полимер лежит в основе дорогостоящих импортных нефтяных депресаторов: парафин-70 фирмы «ЕХХОР», Сепافلукс фирмы «ВАЗФ» и др. [10,17].

Основным критерием оценки эффективности действия депресорной 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 [71,72] 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 [16,17], высокочастотное электромагнитное воздействие [3,5] 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 быстрейший эффективный рост всех основных показателей работы нефтепроводов. Отсутствие необходимых энергетических мощностей сдерживает развитие транспортных коммуникаций от удаленных месторождений до потребителя [5].

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 [15].

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 [13,15 и 67]

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. При этом используются различные смеси компонентов (табл.1.4)

## Смеси компонентов, используемых при подготовке нефти к транспорту

Реагент	Состав	Содержание, %	Цель воздействия и особенности применения
Смесь компонентов:			
Соляно-кислотный состав	Полиэтиленполиамино-6 метилен-8 оксихинолин	0,4-0,1	Обезвоживание и обессоливание нефти
	Сополимер оксидов этилена и пропилена	0,03-0,07	
	Вода	до 100	
Соляно-кислотный состав	Водорастворимая смесь сополимеров оксидов этилена и пропилена (M-4500-7600 с 30-70 группами пропилена в молекуле)		Обезвоживание нефти
	Соляная кислота	5-10	
	Фракция диоксиновых спиртов (170-300 °С)	40-50	
	Вода	до 100	
	Арены	20-25	
	Уксусная кислота	до 100	
Тринатриевая соль фосфонометиламина	Тринатриевая соль фосфонометиламина	0,03-0,1	Совместное обезвоживание
Фосфонометилированное соединение	Фосфонометилированное соединение – производное 1,3 – диаминопропанола-2	0,4-1,0	Повышение степени обезвоживания при совместной подготовке разносортных нефтей

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 [78,79].

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  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$  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 [77-79].

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 [75,76].

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.

В табл. 1.5 приведены реагенты и композиции веществ, используемых для транспорта высоковязких нефтей.

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 [77-80].

Таблица 1.5

**Композиции веществ используемых для транспорта высоковязких нефтей**

Реагент	Состав	Содержание, %	Цель воздействия и особенности применения
Алкилбензосульфونات	Алкилбензосульфونات 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
	Оксигетилированные спирты	18,8	
	КМЦ	36,2	
2	Гексаметафосфат натрия	45	Концентрация композиции 3,2 г/л
	Оксигетилированный спирт	60	
	КМЦ	8	
3	Гексаметафосфат натрия	45	Концентрация композиции 2,8 г/л
	Оксигетилированные спирты ОС-20	0,4	
	КМЦ	6	
4	Гексаметафосфат натрия	26,4	Концентрация в воде (морской) 0,312 %
	Оксигетилированные спирты	31,6	
	КМЦ	6	
5	Гексаметафосфат натрия	3	Концентрация в воде (морской) 0,312 %
	Оксигетилированный спирт ОС-20	1	
	КМЦ	0,4	

В табл. 1.6 представлены сведения о синтезированных реагентах используемых для транспортировки высоковязких и высокопарафинистых нефтей по трубопроводу, а в табл. 1.7 – сведения о неорганических реагентах применяемых при перекачке таких нефтей по трубопроводу.

Таблица 1.6

**Синтезированные реагенты используемые для транспорта нефти**

Реагент	Состав	Содержание, %	Цель воздействия и особенности применения
Гидроксиэтилированные кислоты	Гидроксиэтилированные жирные кислоты фракции C <sub>17</sub> - - C <sub>20</sub>		Транспорт вязких нефтей, стабильность эмульсии при гидротранспорте
Диалкиламидодитиофосфат	Диалкиламидодитиофосфат		Снижение вязкости и температуры застывания нефти
Дисолван-411 с добавкой	Дисолван-4411	50 (г/т)	Гидротранспорт вязких нефтей
	Гипан	10 (г/т)	
Дезэмульгатор	Дезэмульгатор ДН-1 в сочетании с маловязким разбавителем НПAB, содержащие 6-13 гидроксизильных 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
	СульфолонНП-1 или НП-3	14	
3	Метасиликат натрия + сульфолон НП-3+ диолван-4411	60	Концентрация композиции 10 г/л

Таблица 1.7

### Неорганические реагенты используемые при транспортировке нефти

Реагент	Состав	Содержание, %	Цель воздействия и особенности применения
Состав МЛ-2			
1	Метасиликат натрия, сода кальцинированная сульфолон НП-1	20	Концентрация композиции 10 г/л, рекомендуется 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
	Сульфолон НП-1 или НП-3	17	
	Сода кальцинированная	17	
4	Метасиликат натрия	43	Концентрация композиции 3,5 г/л
	Сульфолон 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 нефтепродуктов
	Мягкий металлический+ соляная кислота (для обеспечения экзотермической реакции)	0,001-0,050	
Спирты оксигилированные	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 нефти	вязкой
Углевородные разбавители	Газоконденсат		Транспорт нефти	вязкой
	Сжиженные нефтяные рапы			
	Маловязкие нефти			
Щелочной раствор	Щелочь		Концентрация раствора 0,2-1,0 %	
	Водный раствор			
	Канифоль	1 ч.		

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.

## 2.1 Методы анализа состава и свойств нефти

Нефть является сложной смесью органических и неорганических веществ, причем с меняющимися реологическими свойствами. Если изучать их как ньютоновские жидкости, то при изменении температуры и т.п., они могут проявлять свойства неньютоновские. Следовательно, в каждом конкретном случае и изменении месторождения целесообразно экспериментально устанавливать плотность нефти, температуру его застывания, содержания в нем серы, асфальтенов, кокса, парафина, силикагелевых смол и др. А также необходимо изучить показатели различных видов вязкости нефти (кинематическую, динамическую, условную и т.п.). Все исследования проводились согласно принятым Государственным стандартам, а также практических руководств [68-77].

Для оптимальной оценки реологических свойств транспортируемой нефти необходимо определить её плотность температуру застывания вязкости, статическое и динамическое напряжение сдвига.

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

Температуру застывания нефти определяли по методу ГОСТ 1533-42.

Содержание серы в нефти определяли в трубчатой печи сожжением в лодочке в токе воздуха.

Парафин в нефтях определяли по Гольде с деструкцией и последующим растворением и вымораживанием в дихлорэтано при  $-20^{\circ}$ .

Кинематическая вязкость нефти определялась в вискозиметре Хеплера, где постоянство температуры поддерживалось с помощью ультратермостата;

Температуру вспышки нефти находили по Мартенс-Пенскому и Бренкену;

Асфальтены определяли осаждением при 40-кратном растворении навески нефти в петролейном эфире (фт-до 700) [76];

Количество нейтральных смол в нефтях определяли адсорбцией их свежeproкаленной 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 спирто-бензольной смесью (1:4);

Коксуемость нефтей определяли по методу Конрадсона;

Использование вышеупомянутых методов анализа нефтей производилось исходя из требований технологического регламента нефтеперерабатывающих предприятий по разделу «Контроль производства».

## **2.2 Описание лабораторной установки для исследования реологических свойств нефти.**

Современное конструирование и расчет нефтепроводов требуют знаний природы данных дисперсных систем, их механических и реологических характеристик, закономерностей их реологического пове-

дения жидко-текучей среде. Неньютоновские жидкости могут проявлять разнообразные специфические свойства, при этом широкий класс нефтей при движении в трубах и каналах ведет себя подобно вязкой жидкости, прилипая к стенке, в то время как ряд жидкотекучих сред вблизи твердой границы проявляет аномальное поведение. Это явление называют пристанным скольжением или  $\pi$ -эффектом, подразумевая при этом различие свойств и поведения в пристанном слое и в объеме.

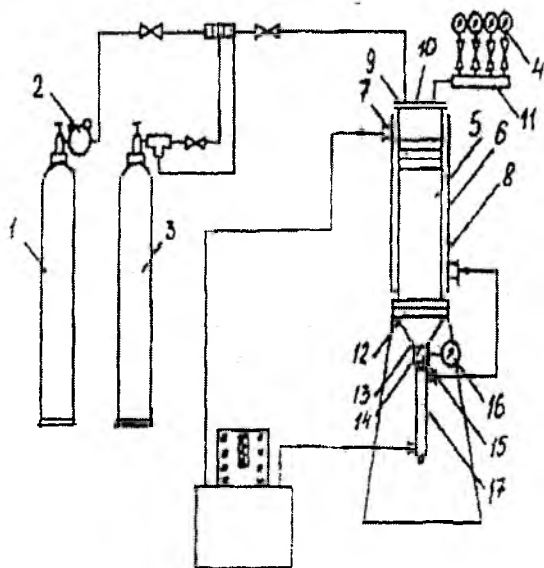
Природа пристанного скольжения в реологии изучается давно [2], оставаясь и по настоящее время предметом детального исследования, т.к. во-первых, неучет  $\pi$ -эффекта приводит к ошибкам при определении эффективной вязкости, во-вторых, при решении задач течения нефтей в различных каналах необходимо задавать соответствующие граничные условия, коренным образом отличающиеся от обычно используемых условий прилипания в классической гидромеханике.

Для проведения экспериментов по оценке реологических свойств сред, проявляющих эффект пристанного скольжения, нами была смонтирована специальная экспериментальная установка. Экспериментальный стенд (рис.2.1) состоит из системы поддержания и замера давления капиллярного вискозиметра.

Система поддержания и замера давления состоит из сменного баллона высокого давления 1 с инертным газом (азотом), из которого через кислородный редуктор 2 (РК-53) производится отбор газа. Давление газа измерялось образцовым манометром 4 класса точности 0,5, выбранного с такой шкалой, чтобы предел измерения расчетного давления находился во второй трети шкалы.

При работе с низким давлением газа (до 0,5 МПа) в системе использовался промежуточный баллон - моностат 3. Если работа производилась при давлениях до 6 МПа регулирование необходимого давления осуществлялось также кислородным редуктором. Это потребовало установки в камере низкого давления редуктора шайбы меньшего размера.

Основным узлом установки является капиллярный вискозиметр 5, выполненный из нержавеющей стали, имеющий толстостенную вискозиметрическую бомбу 6, способную выдерживать рабочее давление до 16 МПа. Внутренний объем бомбы составляет 1450 см<sup>3</sup>, что позволяет одновременно загружать в нее более 1 кг нефти. Исследуемая нефть отделялась от газа плавающим поплавком 7 с тремя упругими кольцами отделялась имеющими замок со ступенчатым стыком. Термостатирование содержимого бомбы осуществлялось через паровую рубашку 8 прибора, включенного последовательно в тепловой контур термостата, откуда с помощью насоса с заданной температурой, контролируемой электроконтактным термометром ТК-100, непрерывно подавалась вода.



**Рис. 2.1** Схема экспериментальной установки для исследования реологических свойств нефти

Вискозиметрическая бомба в верхней и нижней частях имеет присоединительные фланцы 9, К верхнему фланцу прибора крепится плоская крышка 10 с патрубком и накидной гайкой, к которому на резьбе с помощью штуцера крепится медная трубка, подводящая из баллона сжатый газ. К этой же крышке через второй патрубок крепится гребенка манометрического пульта 11. К нижней части вискозиметрической бомбы, между рабочими фланцами крепится переходной элемент 12, имеющий у основания выступ. В проточной части элемента выполнена конусная насадка 13 с углом на входе  $30^{\circ}$ , а в теле выступа-полость для установки специально отпарированной нержавеющей мембраны 14 промышленного производства. Фиксация мембраны в полости осуществляется ввинчивающейся крышкой 15, в теле которой установлен индикатор часового типа 16 с ценой деления

0,01 мм. Шток индикатора в ненагруженном состоянии (при нулевом показании стрелки прибора) упирается в рабочую плоскость мембраны.

Деформация мембраны (при нагружении) фиксируется индикатором, что позволяет (по тарировочному графику) судить о величине развившегося давления движущейся массы перед входной кромкой капилляра 17, закрепленного на резьбу у основания выступа.

В качестве капилляров используются цельнотянутые трубки из нержавеющей стали промышленного производства. Капиллярные трубки впаиваются в полые цилиндрические оправки, в межтрубное пространство которых подается вода из термостата для обогрева точной части капилляра.

Приготовленные образцы раствора загружаются сверху в бомбу вискозиметра. После загрузки массу подпрессовывают поршнем. Заполнив бомбу, в нее закладывают поплавки, устанавливают и стягивают болтами верхний фланец. Соединяют прибор с газовой системой и нефть вновь подпрессовывают, чем вытесняют из массы остатки воздуха. Ввинчивают капилляр и продавливают через него с заданным постоянным давлением реологическую массу. Через равные промежутки времени отсекают струи экструдата и взвешивают.

Результаты опытов обрабатывают следующим образом. Вычисляется объемный расход  $Q_i = \frac{G}{(\rho \cdot t)}$  для первого капилляра, затем для второго ( $R_1 \neq R_2$ ). При этом перепад давления для второго капилляра устанавливается из условия  $\tau R = \text{const}$ , т.е.

$$\Delta P_{2i} = \Delta P_{1i} \frac{R_1}{R_2} \quad (2.1)$$



Для двух капилляров разного диаметра и одной длины по уравнению

$$u_{ck} = \frac{Q_1^i / \pi R_1^3 - Q_2^i / \pi R_2^3}{1/R_1 - 1/R_2} \quad (2.2)$$

определяется скорость скольжения  $u_{ck}$

Затем рассчитывается расход нефти, обусловленный скольжением для первого капилляра

$$Q_{R1}^i = \pi R_1^2 u_{ck}^i \quad (2.3)$$

и вязкостный расход

$$Q_{\eta 1}^i = Q_i - Q_{R1}^i \quad (2.4)$$

По уравнениям

$$-\dot{\gamma}_{\varphi\phi} = \frac{4Q_{\eta 1}^i}{\pi R_1^3} \quad (2.5)$$

и

$$\tau_R = \frac{\Delta P_i^* R_1}{2L} \quad (2.6)$$

вычисляется эффективная скорость сдвига и напряжение сдвига у стенки капилляра, соответственно.

По результатам расчетов строятся: кривые течения  $\lg \tau_R = f(\lg \dot{\gamma}_{\varphi\phi})$  линейная аппроксимация которых позволяет определить индекс  $n$  течения и фиктивный показатель консистенции  $k$  степенного закона  $\tau = k \dot{\gamma}_R^n$  (рис 2а), где  $\dot{\gamma}_R^n$  - истинная скорость сдвига

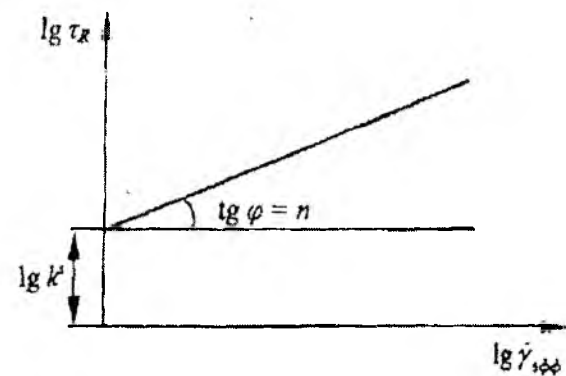
$$\dot{\gamma}_R = \left( \frac{3n+1}{4n} \right) \dot{\gamma}_{\varphi\phi} \quad (2.7)$$

Истинную характеристику консистенции  $k$  определяют по зависимости

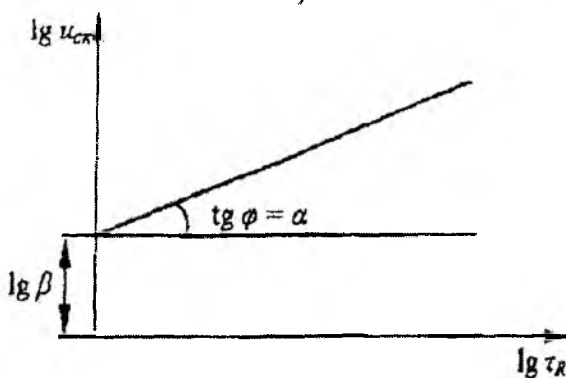
$$k = k' \left( \frac{4n}{3n+1} \right)^n \quad (2.8)$$

Графики зависимостей  $\lg u_{ck} = f(\lg \tau_R)$  , . . , линейная аппроксимация которых позволяет определить коэффициент скольжения  $\beta$  и показатель степени  $\alpha$  в формуле для определения скорости скольжения  $u_{ck} = \beta \tau_R^\alpha$  (рис. 2 б).

Используя вышеописанную методику расчетов и анализа реологических показателей нефтей можно рационально организовать их транспортировку по трубопроводу.



а)



б)

Рис. 2.2 Линейная аппроксимация экспериментальных зависимостей:

$$a) \lg \tau_R = f(\lg \tau_{\text{эф}})$$

$$б) \lg u_{\text{ок}} = f(\lg \tau_R)$$

### 2.3. Математическая обработка экспериментальных данных

Статистический анализ полученных результатов измерений и анализов включает оценку ошибок параллельных опытов, отсеивание грубых ошибок, проверку однородности дисперсии опытов и определение дисперсии воспроизводимости эксперимента.

**Ошибки параллельных опытов.** В условиях наличия случайных помех с целью уменьшения случайных погрешностей эксперимента и повышения точности получаемой регрессионной модели осуществляется дублирование опытов т.е. проведение параллельных опытов. Каждый опыт, предусмотренный матрицей спектра плана, повторяется  $t=2..5$  раз. Рекомендуется число  $m$  принимать одинаковым для  $N$  точек плана. В результате проводится  $L=Nm$  опытов в соответствии с матрицей плана, предусматривающей при этом рандомизацию опытов [78].

Повторные опыты при определении функции отклика в одной и той же точке плана при наличии помехи дают различные результаты. Разброс результатов относительно оценки математического ожидания функции отклика называют ошибкой воспроизводимости опыта. Эту ошибку надо оценить.

Для каждой точки плана по результатам параллельных опытов выборочное среднее  $y_i$  равно среднему арифметическому полученных опытных значений функции отклика [78]:

$$\bar{y}_i = \frac{1}{m} \sum_{n=1}^m y_{in} \quad i = \bar{1}, \bar{N} \quad (2.9)$$

где  $i$  – номер параллельного опыта;  $y_{ju}$  – значение функции отклика в  $u$ -м параллельном опыте  $i$ -ой точки спектра плана.

Для оценки отклонения функции отклика от ее среднего значения  $y_i$  вычисляется дисперсия воспроизводимости опыта по данным  $t$  параллельных опытов в каждой  $i$ -ой точке спектра плана:

$$S_i^2 = \frac{1}{m-1} \sum_u (y_{ju} - \bar{y}_i)^2, i = \bar{1}, \bar{N} \quad (2.10)$$

При вычислении  $S_i^2$  принимают число степеней свободы  $k$  на единицу меньше, чем число параллельных опытов, т.е.  $k=t-1$ , так одна степень свободы уже использована для вычисления  $y_i$ . Это обеспечивает несмещенность оценки дисперсии воспроизводимости опыта  $S_i^2$ .

**Отсеивание грубых ошибок.** Формула (2.1) справедлива лишь при нормальном распределении случайной величины  $y_i$  и  $S_i^2$ .

При однократных измерениях обнаружить промахи не представляется возможным. Для уменьшения вероятности появления промахов измерения проводят два-три раза и за результат принимают среднее арифметическое полученных расчетов. При многократных измерениях для обнаружения промахов используют статические критерии, предварительно определив, какому виду распределения соответствует результат измерений.

Для выявления грубых погрешностей задаются вероятностью (уровнем значимости) того, что сомнительный результат действительно мог иметь место в данной совокупности результатов измерений.

В общем случае границы  $t_{гр}$   $S_x$  выборки зависят не только от объема  $n$ , но и от вида распределения.

**Проверка однородности дисперсий.** Однородность дисперсии означает, что среди всех дисперсий  $S_i^2$  нет таких, которые бы значительно превышали все остальные. Для проверки однородности дисперсий во всех точках спектра плана используется либо критерий Кохрена  $G$ , либо критерий Фишера  $F$ . Критерий Кохрена основан на распределении отношения максимальной дисперсии  $S_{2max}$  к сумме всех дисперсий [79]

$$G = \frac{S_{i\max}^2}{\sum_{i=1}^N S_i^2} \quad (2.11)$$

Критерий Кохрена применяется, если количество сравниваемых дисперсий больше двух, а число опытов во всех точках плана одинаково. Определив число степеней свободы  $k_1=t-1$  и  $k_2=N$  ( $N$ - число точек спектра плана,  $t$ -количество повторных опытов в каждой точке плана), находят табличное значение критерия Кохрена  $G_t$ . Если  $G < G_t$ , гипотеза об однородности дисперсий и воспроизводимости результатов принимается. Это означает, что предпосылки, положенные в основу регрессивного анализа, выполняются. В этом случае каждая из дисперсий  $S_i^2$  оценивает одну и ту же дисперсию помехи  $\sigma_E^2$ . Следовательно, полученные результаты эксперимента-качественные и могут быть использованы для построения регрессионной модели. В противном случае, следует увеличить число параллельных опытов или повторить эксперимент при строгом соблюдении методики и схемы проведения опытов, предприняв необходимые меры для исключения грубых ошибок.

Если выяснится, что непостоянство дисперсии помехи  $\sigma^2_{\Gamma}$ : обусловлено внутренними свойствами объекта, то необходимы более сложные способы обработки результатов эксперимента.

**Дисперсия воспроизводимости эксперимента.** Если дисперсии  $S^2_{\Gamma i}$  однородны, то их усредняют и находят дисперсию воспроизводимости эксперимента [80]:

$$S^2_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S^2_{\Gamma i} \quad (2.12)$$

Дисперсия  $S^2_y$  представляет собой дисперсии помехи  $\sigma^2_E$ . Так как число степеней свободы при определении дисперсий  $S^2_{\Gamma i}$  равно  $k = \tau - 1$  то число степеней свободы, связанное с оценкой  $S^2_y$ , вычисляется по формуле:

$$k = N(\tau - 1) \quad (2.13)$$

Формула (2.5) пригодна, если число повторных опытов во всех точках спектра плана одинаково. Если число опытов различно, используют формулу [81]:

$$S^2_y = \frac{S^2_1 K_1 + S^2_2 K_2 + \dots + S^2_N K_N}{K_1 + K_2 + \dots + K_N} = \frac{\sum_{i=1}^N S^2_{\Gamma i} K_i}{\sum_{i=1}^N K_i} \quad (2.14)$$

где  $k_i$  – число степеней свободы в  $i$ -ой точке спектра плана;  $k_i = \tau_i - 1$ ;  $\tau_i$  – число параллельных опытов в этой точке.

В процессе экспериментального исследования нами использованы приборы и средства измерения, которые имеют определенный класс точности и погрешности. Поэтому, необходимо определить общую величину погрешностей, допущенных в ходе анализа или измерения параметров процесса.

По данным [82] предельная относительная погрешность ( $\delta_{lim}$ ) и средняя квадратичная погрешность ( $\nu$ ) связаны в следующем виде

$$\delta_{lim} = 3 \cdot \nu \quad (2.15)$$

Здесь вероятная погрешность измерения определяется по формуле [83]:

$$\delta_B = 0,6745 \cdot v \quad (2.16)$$

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:

$$\delta_{T_{\text{lim}}} = \frac{K_T \cdot 100}{T} = \frac{0,5 \cdot 100}{90} = 0,55\% \quad (2.17)$$

где:  $K_T$  – цена деления шкалы;

$T$  – диапазон измеряемой температуры.

При анализе нефти 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:

$$\delta_{\epsilon_{\text{lim}}} = \frac{0,006 \cdot 100}{0,5} = 1,2\% \quad (2.18)$$

где:  $0,5$  – средняя навеска нефти, г;

Время обработки 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:

$$\delta_{\tau_{\text{lim}}} = \frac{K_{\tau} \cdot 100}{\tau} = \frac{0,2 \cdot 100}{900} = 0,02\% \quad (2.19)$$

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

$\tau$  – время обработки нефти.

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

$$\delta_{p\text{lim}} = \frac{P_{\text{max}} \cdot K_p}{P} = \frac{98 \cdot 0,3}{39} = 0,75\% \quad (2.20)$$

Таким образом, сумма вышеприведенных погрешностей ( $\Sigma\delta_{\text{lim}} = \delta_{\text{Tlim}} + \delta_{\text{clim}} + \delta_{\text{tlim}} + \delta_{\text{plim}}$ ), допущенных в процессе транспортировки нефти составили 2,52%, что не превышает допустимую погрешность при работе с такими объектами.



## ГЛАВА III. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ТЕКУЧЕСТЬ МЕСТНЫХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

### 3.1 Классификация местных нефтей с позиции учета их текучести

Проблема классификации местных нефтей с позиции их текучести возникла в связи со сложностями транспортировки высоковязких и парафинистых нефтесмесей, получаемых в установке подготовки нефти (УПН) [84-86]. Ранее информация о качестве «старых» узбекских нефтей была опубликована в [87].

Нами изучены физико-химические характеристики нефтей, поступающих в ЦП и ОНП УДП «Мубаракнефтегаз».

Результаты анализов представлены в табл.3.1

Из табл.3.1 видно, что нефти месторождений Шурчи и Джаркак имеют высокие плотности и вязкости, чем нефти, месторождений Кокдумалак и Зеварда. Кинематические вязкости этих нефтей при 20<sup>0</sup>С равны 14,1 и 14,3 мм<sup>2</sup>/с, соответственно, а месторождений Шурчи и Джаркак при этих же условиях равны 16,2 и 15,9 мм<sup>2</sup>/с, соответственно. Такая же примерно картина повторяется и при 50<sup>0</sup>С, что ещё раз подтверждает необходимость изучения состава и содержания данных нефтей, которые прояснят причины такого изменения.

Нами используя известные методы исследования [68-77] изучен состав местных нефтей, поступающих в ЦП и ОНП УДП «Мубаракнефтегаз».

Полученные результаты представлены в табл.3.2

Из табл.3.2 видно, что в нефтях месторождений Шурчи и Джаркак содержание парафина больше на 3-3,5%, чем в нефтях месторождений Кокдумалак и Зеварда. Также в первых содержится

больше на 3,5-4% силикагелевых смол, чем в нефтях месторождений Кокдумалак и Зеварда. Такая же примерно картина наблюдается и по содержанию асфальтенов и серы.

Таблица 3.1

Физико-химическая характеристика нефтей, поступающих в ЦП и ОНП УДП «Мубаракнефтега»»

Месторождение нефти	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость кинематическая мм <sup>2</sup> /с	Кислотность, мг КОН/100 г	Зольность, %	Температура застывания, °С	Температура начала перегонки, °С
Кокдумалак	864	14,1	2,5	0,005	-6	65
Зеварда	869	14,3	2,6	0,007	-5	66
Шурчи	878	16,2	2,9	0,009	+6	68
Джаржак	873	15,9	2,8	0,009	-5	67

Таблица 3.2

Состав основных компонентов нефтей, поступающих в ЦП и ОНП УДП «Мубаракнефтега»»

Месторождение нефти	Содержание, % масс					
	Парафины	Смолы	Асфальтены	Сера	Хлористые соли	Вода
Кокдумалак	3,7	4,55	2,85	2,12	470	0,38
Зеварда	4,1	3,42	3,16	3,10	481	0,45
Шурчи	7,4	8,54	5,47	5,35	369	0,46
Джаржак	6,3	7,23	5,92	6,14	385	0,49

Следовательно, при транспортировке таких сильно различающихся по физико-химическим показателям нефтей смешивать их целесообразно по оптимальному соотношению. По классификации нефтей - к лёгким следует относить нефти с плотностью от 830 до 870 кг/м<sup>3</sup>, содержащие в своем составе не более 5% парафина;

- к парафинистым следует относить нефти, содержащие в своем составе более 5% парафина;

- к высоковязким следует относить нефти с плотностью выше 870 кг/м<sup>3</sup> и имеющие температуру застывания от +5 до +35<sup>0</sup>С.

Такая классификация нефтей позволяет исследователю или специалисту принять правильное решение о их транспортировке и переработке.

По этой классификации нефти известных местных месторождений сгруппированы в следующие:

- легкие нефти, получаемые из месторождений Кокдумалак, Зеварда и Северный Сох;

- парафинистые нефти, получаемые из месторождений Шурчи, Джаркак, Южный Аламышик, Андижан, Амударья, Коштар, Варык и Ханкыз;

- высоковязкие нефти, получаемые из месторождений Северный Уртабулак, Крук, Ляльмикар, Кокайты и Миршади.

На основе такой классификации местных нефтей можно рационально организовать их транспортировку и переработку, что позволяет снизить материальные и энергетические расходы.

Таким образом, предлагаемая классификация местных нефтей с позицией их текучести позволяет научно - обосновать организацию процессов их транспортировки и переработки.

### **3.2 Прогнозирование качественных показателей нефти смесей, получаемых из местных нефтей**

На современном этапе развития нефтеперерабатывающей отрасли страны основное внимание уделяется стабильному обеспечению предприятий качественным сырьем и необходимыми для его переработки реагентами, считая их приоритетными задачами.

В этом аспекте нефти могут закупаться из-за рубежа и перерабатываться в смеси с высоковязкими и высокосернистыми местными нефтями. Это требует разработки научных основ прогнозирования качества получаемых нефтесмесей с использованием ЭВМ.

Сегодня, в Узбекистане нефти импортируются из Казахстана и России. Причем, их состав и содержание сильно отличаются от наших местных нефтей, поступающих на промышленную переработку.

Поэтому, стоит задача компьютерного прогнозирования качества возможно образующихся нефтесмесей на Ферганском НПЗ.

При этом научно-методологическую основу прогнозирования качества нефтесмесей разрабатывали при условии аддитивности вкладов локальных показателей индивидуальных нефтей.

Метод математического моделирования с высокой точностью позволяет прогнозировать качественные показатели нефтесмесей на ЭВМ.

При этом, исходными данными для расчета являются: плотность, вязкость, содержание серы хлористых солей и температур выкипания 50%-ных фракций нефтей.

Прогнозируемое значение  $A_i$   $i$ -того аддитивного показателя нефтесмеси определяется по следующей формуле [88]:

$$A_i = \sum_{j=1}^m x_j A_{ij} \quad (3.1)$$

Причем, дополнительным условием является соблюдение материального баланса смешиваемых нефтей:

$$\sum_{j=1}^m x_j = 1 \quad (3.2)$$

и их соответствие  $x_j \geq 0$

Следовательно, при известных значениях  $A_{ij}$  и выполненных измерениях  $A_i$  можно прогнозировать состав нефте смесей, решая относительно  $x_j$  систему  $n=m$  независимых уравнений:

$$A_i = f_i(x_1 A_{i1}, x_2 A_{i2}, x_3 A_{i3} \dots); \quad (3.3)$$

Используя метод наименьших квадратов (МНК), минимизирующий по  $x_j$  сумму  $F$  квадратов погрешностей  $\Delta_i$  рассчитываем формулу:

$$F = \sum_{i=1}^m \Delta_i^2 = \sum_{i=1}^m (f_i(x_1 A_{i1}^1, x_2 A_{i2}^1, x_3 A_{i3}^1, \dots) - A_i^1)^2; \quad (3.4)$$

Проведённые расчеты прогнозируемых показателей нефтесмесей, получаемых на Ферганском НПЗ показали, что их плотность ( $\rho$ ) и вязкость ( $\nu$ ) имеют неаддитивные по массовой доле вклады  $x_j A_{ij}$  смешиваемых компонентов.

И наоборот, аддитивными являются удельные объемы, т.е.

$$\frac{1}{\rho} = \sum_{j=1}^m x_j \frac{1}{\rho_j} \quad (3.5)$$

Причем, вязкость нефтесмеси с учетом выше сказанного рассчитывается по формуле:

$$\lg [\lg(v+0,8)] = (1-x_1) \lg [\lg(v_1+0,8)] + x_1 \lg [\lg(v_2+0,8)] + a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_1^2; \quad (3.6)$$

Данные уравнение (3.6) удовлетворяет свойства чистых компонентов т.е.

$$a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_1^2 = 0 \text{ при } x_1 = 0 \text{ и } x_1 = 1. \text{ Отсюда } a_0 = 0 \text{ и } a_2 = -a_1$$

При многокомпонентных смесях уравнение (3.6) представляет собой квадратичную формулу по  $x_i$

Таким образом, используя уравнения (3.1)÷(3.6) можно прогнозировать качественные показатели нефтесмесей, перерабатываемых на нефтеперерабатывающих заводах.

### **3.3 Оценка влияния электромагнитного воздействия на реологические показатели нефти**

При транспортировке аномальных высоковязких нефтей по трубопроводу возникают различные проблемы, обусловленные в первую очередь проявлением реологических свойств и зависимостью их от гидродинамического режима течения и от теплообменных процессов. Наиболее серьезную проблему представляет отложение парафинов при перекачивании высокозастывающих нефтей.

Возможны два способа трубопроводного транспортирования таких нефтей [75]:

**Первый**-это обеспечение надежного теплового режима работы нефтепровода, в первую очередь при пуске его после

продолжительной остановки путем применения теплоизоляции, электроподогрева, прокладки параллельных ниток с перемычками. Эффективность данных мер существенно зависит от величины потока нефти в трубопроводе.

**Второй-**обеспечение возможности перекачивания нефти при температуре окружающей среды без использования средств нагрева физико-химическим воздействием на их свойства: введением депрессорных присадок, термообработки, смешением с газоконденсатом, комбинированными методами и т.д.

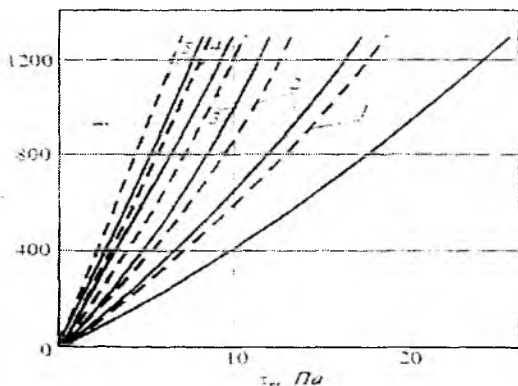
Одним из эффективных методов улучшения реологических свойств аномально вязких нефтей является воздействие на них электромагнитным полем. В таком поле в областях частот, совпадающих с собственными частотами вращения дипольных моментов жидкости, возникает магнитореологический эффект, который проявляется в значительном как увеличении, так и уменьшении эффективной вязкости в зависимости от направления и интенсивности поля.

Нами изучены реологические свойства местной нефти месторождения Мингбулак на ротационном вискозиметре «Реостат-2-1» при скоростях сдвига  $2-1312 \text{ с}^{-1}$  и температурах  $20-80^{\circ}\text{C}$ .

Исследуемая нефть характеризуется следующими физико-химическими показателями плотность при  $20^{\circ}\text{C}$ - $851,8 \text{ кг/м}^3$ , содержание (% масс) серы- $0,07$ ; смол и асфальтенов- $8,88$ ; парафинов- $20,59$ ; температура начала кипения  $62^{\circ}\text{C}$  застывания  $-32^{\circ}\text{C}$ , выход фракции до  $150^{\circ}\text{C}$ - $8,9$ ; до  $200^{\circ}\text{C}$ - $17,4$ ; до  $250^{\circ}\text{C}$  -  $52,8$ ; до  $350^{\circ}\text{C}$  -  $46,9$ .

Как видно из приведенных данных в ней высокое содержание парафинов, склонных к межмолекулярным взаимодействиям и образованию твердой фазы. При переработке такой нефти производительность нефтепроводов снижается вследствие образования слоев, границы которых зависят от коллоидно-дисперсного состояния нефти.

На рис 3.1 приведена зависимость скорости  $D$ , сдвига от напряжения  $\tau$  сдвига для нефти в исходном состоянии и после воздействия на нее электромагнитным воздействием. По характеру этой зависимости в области температур 45-60<sup>0</sup>С нефть является ньютоновской псевдопластической жидкостью.



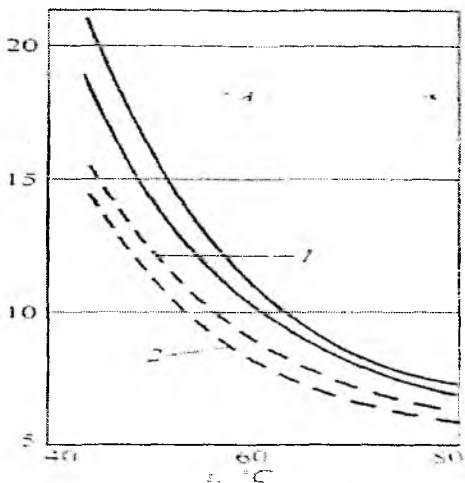
**Рис. 3.1** Зависимость скорости  $D$  сдвига от напряжения  $\tau$ , сдвига при различных температурах для нефти в исходном состоянии (сплошные кривые) и после воздействия ВЧЭМ-полем (штриховые кривые) 1-45<sup>0</sup>С: 2-53<sup>0</sup>С: 3-61<sup>0</sup>С: 4-70<sup>0</sup>С: 5-80<sup>0</sup>С

Течение такой нефти не подчиняется закону Ньютона из-за образования внутри нее структур кристаллизованных частиц парафинов. С повышением температуры образующиеся структуры пос-



тепленно разрушаются. Нефть приобретает свойства ньютоновской жидкости и ее вязкость становится пропорциональной приложенному усилию.

При обработке нефти электромагнитным воздействием ее вязкость значительно снижается (рис. 3.2). Наибольший эффект снижения достигается при более низких температурах. Видимо, электромагнитное воздействие способствует разрушению возбужденных структурных образований неньютоновских нефтей и уменьшению, вследствие этого, их вязкости.

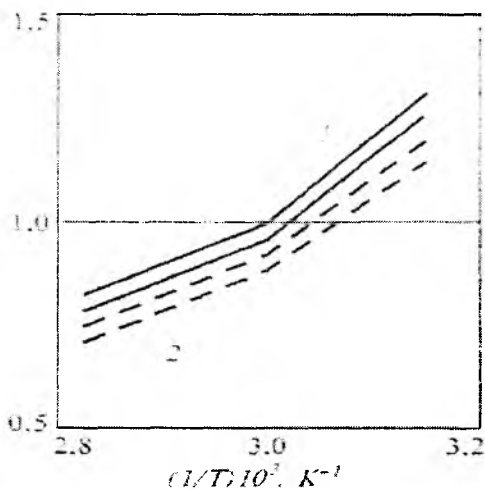


**Рис. 3.2** Зависимость вязкости  $\eta$  от температуры  $t$  для нефти в исходном состоянии (сплошные кривые) и после воздействия ВЧЭМ полем (штриховые кривые): 1,2 при скорости сдвига  $729$  и  $1312 \text{ с}^{-1}$ , соответственно

Наличие излома на кривой зависимости логарифма вязкости от обратной абсолютной температуры (рис 3.3) указывает на фазовые изменения парафинов нефти. Видимо, при пониженных температурах парафин входит в состав ассоциатов нефти, а при нагреве

выходит из их состава в отдельную фазу вследствие разрушения ассоциатов.

Энергия активации вязкого течения, рассчитанная по зависимости  $\lg\eta-1/T$  для нефти в исходном состоянии и после воздействия электромагнитным полем при 20-60<sup>0</sup>С составляет 43 и 25 кДж/моль, соответственно. При 60-80<sup>0</sup>С электромагнитное воздействие практически не влияет на энергию активации вязкого течения нефти, ее значение равно-20 кДж/моль.



**Рис.3.3** Зависимость логарифма вязкости  $\lg\eta$  нефти от обратной абсолютной температуры  $T$  (в координатах уравнения Френкеля)

Полученные значения энергии активации вязкого течения при 20-60<sup>0</sup>С сопоставимы со значениями энергии слабых химических связей при 60-80<sup>0</sup>С, а также с энергией физических взаимодействий.

Таким образом, при воздействии на высокопарафинистую нефть Мингбулакского месторождения электромагнитным полем ее

подвижность повышается, что позволяет рекомендовать такое воздействие для улучшения пропускной способности нефтепроводов.

### **3.4 Реологические особенности транспортируемых композиций нефтей из местных месторождений**

В настоящее время рациональной организации технологической системы сбора, подготовки системы сбора, транспортировки и хранения нефти уделяется особое внимание, т.к. от эффективного функционирования скважины, сборного пункта и коллектора установки подготовки нефти (УПН) магистрального нефтепровода и резервуарного парка зависят безвозвратные потери и экономические затраты данного производства.

Анализ работы таких установок и протекающих в них процессов показал, что транспортируемая и перерабатываемая нефть местных месторождений необходимо исследовать по реологическим параметрам с целью создания их текучих композиций.

Известно, что технологические осложнения при транспортировке и переработке нефти, в первую очередь, связаны с изменением ее физико-химических свойств. Так, например, вязкость нефти наряду с её плотностью и температурой застывания является одним из основных параметров, характеризующих её реологию, т.е. текучесть [88].

Понятие «вязкость» может принимать различное толкование в зависимости от конкретно решаемых задач. Так например, в нефти определяются:  $\mu$ -динамическая или абсолютная вязкость;  $\mu_{пл}$ -плас-

тическая вязкость;  $\mu_{эфф}$ -эффективная вязкость и  $\nu$ -кинематическая вязкость.

При этом кинематическая вязкость связана с динамической вязкостью следующей зависимостью:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (3.7)$$

где:  $\rho$ -плотность исследуемой нефти,  $\text{кг/м}^3$ .

Для описания стационарного потока нефти используют значения её эффективной вязкости и режим течения рассчитывают по следующему критерию Рейнольдса ( $Re^*$ )

$$Re^* = \frac{vd\rho}{\mu_{эфф}} \quad (3.8)$$

Как видно из приведенных уравнений, вязкость нефти характеризует сопротивление действию приложенных сил, вызывающих её течение. Например, при ламинарном режиме течения нефти вязкость проявляется в том, что при сдвиге соседних слоев нефти относительно друг друга, возникает сила противодействия, которая пропорциональна скорости относительного сдвига слоев.

Для характеристики реологических свойств нефти местных месторождений или их композиций целесообразно использовать значения их эффективной вязкости, т.к. она однозначно определяет состояние нефти в конкретной точке на реологической кривой и рассчитывается по формуле [89]:

$$\mu_{эфф} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (3.9)$$

где:  $\tau$ -напряжение сдвига, т.е. сила сопротивления течению со стороны жидкости, отнесенной к единице площади;  $\dot{\gamma}$ -градиент скорости сдвига.

Известно, что реологические кривые течения аномальной нефти в широком диапазоне температур и скоростей сдвига хорошо согласуются с моделью Шведова-Бингама.

$$\tau = \tau_0 + \mu_m \dot{\gamma} \quad (3.10)$$

где:  $\tau$ -начальное (динамическое) напряжение сдвига, Па.

Нами, с использованием ротационного вискозиметра были определены динамические напряжения сдвига ( $\tau_0$ ) и вязкость ( $\mu$ ) нефти некоторых местных месторождений и их композиций. Полученные результаты представлены в табл. 3.3.

Из приведенных данных видно, что нефть Кокдумалакского месторождения по показателям динамического напряжения сдвига и динамической вязкости сильно отличается от тех же показателей нефти Джаркакского месторождения. При составлении из них композиций при соотношении 1:1 и 2:1 данные показатели примерно усредняются.

Безусловно, при подборе композиций использование такого анализа позволяет научно-обоснованно подобрать оптимальное соотношение компонентов с учетом их текучести. Присутствие посторонних веществ, например, воды или газоконденсата бесспорно влияет на динамическую вязкость нефти, что следует учитывать при их транспортировке и переработке.

**Изменение динамического напряжения сдвига и динамической вязкости  
некоторых местных нефтей в зависимости от температуры**

Месторождение нефти и её основные показатели	Температура, °С	Динамическое напряжение сдвига, Па	Динамическая вязкость, мПа·с
Нефть Кокдумалакского месторождения с плотностью при 20°С 864 кг/м <sup>3</sup> , с температурой застывания -6°С и содержанием парафина 3,7 %	0	1,5	45,2
	5	0,7	32,5
	10	0	25,7
	20	0	15,9
	30	0	10,8
	40	0	8,9
	50	0	7,0
Нефть месторождения Джаркак с плотностью при 20°С 873 кг/м <sup>3</sup> , с температурной застывания +5°С и содержанием парафина 6,3%	10	46,5	54,3
	20	21,2	50,1
	30	6,4	40,7
	40	2,8	16,5
	50	0	14,8
Композиция из нефти Кокдумалакского и Джаркакского месторождений при соотношений 1:1	0	11,2	49,4
	5	6,4	38,7
	10	3,5	31,2
	20	1,8	27,9
	30	0,6	21,4
	40	0,1	15,1
	50	0	12,5
Композиция из нефти Кокдумалакского и Джаркакского месторождений при соотношение 2:1	0	9,4	47,1
	5	4,2	36,9
	10	2,1	29,5
	20	0,9	25,4
	30	0,4	18,7
	40	0	12,8
	50	0	8,3
60	0	6,8	

В трубопроводном транспорте серьезные затруднения возникают при транспортировании высокопарафинистых и смолистых нефтей. Наличие парафинов, асфальтенов и смол в нефти, особенно в присутствии водной фазы, приводит к образованию в ней пространственных структур, что резко снижает текучесть. При движении нефти в трубе вместе с водой вязкость нефтяной дисперсной системы увеличивается вследствие образования обратных эмульсий. От механической прочности структур, формируемых смолами, асфальтенами, кристаллами парафинов, а также глобулами эмульгированной воды, стабилизированными природными эмульгаторами, зависят аномальные реологические характеристики многих нефтей, и в частности, их высокая водность.

Нами, на примере нефти месторождения Джаркак было изучено влияние воды и газоконденсата на её динамическую вязкость при 20<sup>0</sup>С. Полученные результаты измерений представлены в табл 3.4.

Таблица 3.4

**Изменение динамической вязкости нефти Джаркакского месторождения при добавке воды и газоконденсата**

Состав нефти	Динамическая вязкость мПа.с	Изменение (+,-) динамической вязкости, %
Нефть Джаркакского месторождения	50,1	0
Нефть +5% Н <sub>2</sub> О	56,0	+11,8
Нефть +10% Н <sub>2</sub> О	61,5	+22,8
Нефть +5% газоконденсат	6,5	-20,4
Нефть +10% газоконденсат	13,0	-40,7
Нефть +15% газоконденсат	19,5	-61,0

Из табл.3.4 видно, что введение 5-10% воды в состав нефти повышает её динамическую вязкость на 22,8%, а добавка 5-15% газоконденсата снижает динамическую вязкость нефти на 61%. Это ещё раз подтверждает важность учета качественного состава нефти перед транспортировкой и переработкой.

Таким образом, определение состава и параметров, характеризующих реологические свойства нефти позволит научно-обоснованно подобрать композицию для магистральной транспортировки нефти.



# ГЛАВА IV . СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ТЕКУЧЕСТИ ВЫСОКОВЯЗКИХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДУ

## 4.1 Подбор эффективной присадки для повышения текучести местных высоковязких нефтей

В последние годы значительная часть добычи нефти обеспечивается включением в процесс разработки месторождений с тяжелыми, высоковязкими нефтями. Добыча и транспортировка таких нефтей затруднены из-за высокой вязкости и температуры застывания, аномального реологического поведения. Особенность реологических свойств этих нефтей проявляется в непостоянстве их динамической вязкости, зависящей от прилагаемого напряжения сдвига и скорости движения жидкости [90]. Такое течение нефти является неньютоновским и определяется ее коллоидно-химическим состоянием (составом дисперсной фазы и дисперсной среды), характером межмолекулярных взаимодействий, структурообразованием [91-94].

В 2006 году в России добыто 480 млн. тонн нефти, из них- более 70%, то есть около 330 млн. тонн составляют парафинистые и высокопарафинистые нефти [95-100]. Постоянное увеличение в общем объеме добываемой нефти дало высокопарафинистой нефти, застывающей при положительных температурах, ставит перед нефтяниками ряд сложнейших проблем. Высокопарафинистые неф-ти при низких температурах проявляют резко выраженные неньютоновские (вязкопластичные, вязкоупругие, тиксотропные) свойства [101-103], без учета которых организовать рациональную эксплуатацию скважин, сбор подготовку и транспорт нефти

невозможно. При транспорте высокопарафинистой нефти происходит интенсивная парафинизация трубопроводов, снижение их пропускной способности, что значительно усложняет эксплуатацию и ведет к росту трудовых и материальных затрат. В случае остановки процесса перекачки в нефти образуются парафиновые структуры, прочность которых зависит от содержания парафиновых фракций, времени покоя нефти, условий образования парафиновых структур и других факторов. Возобновление процесса перекачки требует иногда создания таких пусковых давлений, которые по величине значительно превышают рабочие давления трубопроводов, арматуры и оборудования.

Для снижения температуры застывания и улучшения реологических характеристик добываемой нефти на месторождениях с тяжелой, высоковязкой нефтью нефтяники используют целый ряд технологий: термическая обработка и другие методы физического воздействия, разбавление легкими фракциями нефти или различными растворителями, а также введение присадок, регулирующих вязкоупругие свойства нефти. В настоящее время в нефтяной промышленности используют очень большое количество присадок, но наибольшее распространение получили высокомолекулярные полимерные соединения различных типов. В частности, широко используются сополимеры алкенов с винилацетатом, сополимеры алкенов с эфирами непредельных кислот (например, акриловой или метакриловой) и т.п.

Как видно из вышеприведенного, комплекс управления реологическими свойствами высоковязкой, высокопарафинистой нефти

включает несколько видов воздействия на нефть и ее смеси в частности, газонасыщение, термообработка, разбавление, механическое воздействие, электросиловое воздействие и одно из перспективных направлений- химическая обработка, в том числе и присадками. В настоящее время потенциальная потребность рынка в присадках составляет 100 тысяч тонн в год но, к сожалению, 30% высокопарафинистых нефтей добывается и перекачивается с использованием зарубежных присадок. Более того, 70% нефти по-прежнему извлекается и транспортируется с применением устаревших традиционных методов снижения вязкости, например подогревом.

Сейчас для снижения вязкости, чаще всего, применяют присадки на основе высокомолекулярных полимерных соединений (например, сополимеры винилацетата с (мет)акрилатами или сополимеры алкенов с (мет) акрилатами).

Представляет большой научный интерес разработка присадок-регуляторов вязкоупругих свойств нефтяных дисперсных систем, относящихся к другим классам органических соединений, которые имеют другой механизм действия на такие системы. Свойствами регуляторов вязкостных характеристик нефти обладают функционально замещенные аммониевые соединения, содержащие полярные кислородосодержащие разрывы гидрофобности углеводородных радикалов. Далее установлено, что на реологические свойства нефти оказывают действие аммониевые соединения, имеющие структуру N-[алкилфеноксиполи (этиленокси) карбонил-метил] аммоний хлоридов и N-[алюкиполи (этилнокси) карбонил-метил] аммоний хлоридов.

Следует отметить, что имеющиеся присадки-регуляторы реологических свойств нефти обладают рядом недостатков. Так, для высоковязких смолистых нефтей они проявляют слабую эффективность, или совсем не оказывают регулирующего действия. Поэтому, поиск в других классах органических соединений веществ, являющихся высокоэффективными регуляторами реологических свойств нефтей с механизмом действия, отличающимся от механизма действия присадок продолжается.

Свойствами присадок-регуляторов реологического поведения нефтяных дисперсных систем обладают функционально замещенные четвертичные аммониевые соединения с кислородосодержащими фрагментами, в частности с положительными и сложно-эфирными группировками. Установлено, что такой активностью обладают функционально замещенные аммониевые соединения, содержащие в углеводородных радикалах полярные кислородосодержащие фрагменты разрывающие гидрофобность этих углеводородных радикалов [106,107].

Нами в качестве исходной нефти использовалась тяжелая высокопарафинистая нефть Джаркурганского месторождения, а в качестве присадок для улучшения текучести нефти- как эталон присадка АСБ производства России и предлагаемый нами технологический хлопковый фосфатидный концентрат (ТХФК) [108-110]. Характеристика этой присадки более полно приведена в подразделе 4.2.

Объектом исследования служила высокопарафинистая, (масла 68,75% парафины 28,80% силикагелевые смолы: 2,00% асфальтены: 4,24% сера 3,21% Джаркурганская нефть [111]. Эксперимент проводился

при температурах 40°C, 50°C и 60°C, скоростях сдвига от 3 до 1312 с<sup>-1</sup> и дозировках реагентов 200 г/т и 400 г/т.

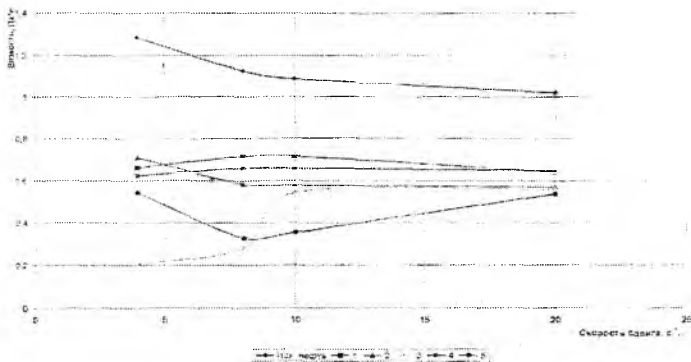
В ходе исследования определялась динамическая вязкость исходной нефти и нефти с присадками при различных скоростях деформирования (течения) или, так называемой скорости сдвига при температуре +5. Температура +5 выбрана как наиболее характерная для условий в которых приходится транспортировать высоковязкие и аномальные нефти. Полученные результаты при скорости сдвига 4 сек<sup>-1</sup>, 8 сек<sup>-1</sup>, 10 сек<sup>-1</sup> и 20 сек<sup>-1</sup> приведены в табл.4.1. Важной характеристикой системы нефть+ присадка является индекс эффективности присадок  $J_{эфф}$ , в основу расчета которых положены следующие параметры, которые рассчитываются по формуле:

$$J_{эфф} = \mu_n / \mu_{пр}, \quad \text{где} \quad (4.1)$$

$\mu_n$  - динамическая вязкость исходной нефти, Па-с;

$\mu_{пр}$  - динамическая вязкость нефти с добавкой присадки, Па-с.

Индекс эффективности присадок  $J_{эфф}$  показывает, во сколько раз динамическая вязкость нефти с добавками исследуемых присадок отличается от динамической вязкости исходной нефти. Чем больше величина индекса эффективности  $J_{эфф}$ , тем выше способность изучаемой присадки улучшать реологические свойства нефти. На рис. 4.1. приведено влияние присадки АСБ на вязкость исходной нефти при различных скоростях сдвига.



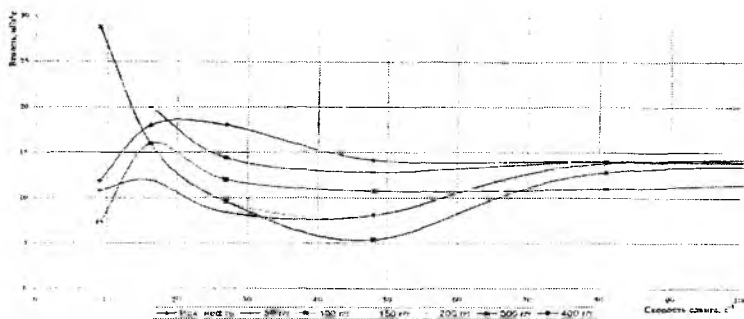
**Рис. 4.1** Влияние присадки АСБ ( в дозировке 0,165%) на вязкость исходной нефти при различных скоростях сдвига

Изучались рабочие условия введения разработанной присадки: температура введения, концентрация, необходимость разбавителя для присадки и т.д.

Эффективность воздействия подобранной присадки ТХФК на вязкость нефти изучена общепринятым способом на ротационном вискозиметре «Реостат-2» при скоростях сдвига от 3 до 1312 с<sup>-1</sup>. При этом выявлено, что при скоростях сдвига выше 437 с<sup>-1</sup> их течение становится ньютоновским. Полученные для этого интер-вала данные характеризуют гидродинамические условия потока нефти в трубе. Температурный интервал проводимых исследований принят от 10 до 40° С. Нижняя граница интервала определяет низкотемпературную подвижность нефти (в этих условиях данная нефть представляет собой практически гелеобразную систему). При 40°С нефть полностью подвижна. Реагент дозировался в концент-рациях 50 г/т, 100 г/т, 150 г/т, 200 г/т, 300 г/т и 400 г/т.

В результате экспериментальных исследований установлено, что максимальное снижение вязкости достигается при дозировке 100 г/т.

На средних скоростях сдвига при 20<sup>o</sup>C вязкость нефти снижает-ся до 20% при 40 °C на 10 %. Особенно, важно то, что предлагаемая присадка снижает вязкость (до 35% при 20 оC и до 42% при 40 оC) и в области начальных скоростей сдвига (0-50 с-1), что в промыс-ловых условиях при возобновлении процесса перекачки нефти после вынужденной остановки позволит применять допустимые пусковые давления по величине, не превышающие рабочие давления трубопроводов, арматуры и оборудования (рис.4.2).



**Рис. 4.2 Влияние предлагаемой присадки на вязкость местной нефти при 20<sup>o</sup>C**

Установлено, что при 10<sup>o</sup>C АБС либо оказывают влияния на вязкость нефти, либо повышают её. При 20<sup>o</sup>C незначительный положительный эффект (при скоростях сдвига 30-100 с<sup>-1</sup>) оказывает добавление АБС в дозировке 200 г/т. Изучение поведение нефти при 40<sup>o</sup>C показало, что АБС в дозировке и 200 и 400 г/т позволяет уменьшить вязкость нефти максимум до 27%.

В табл. 4.1 приведены величины вязкости исходной нефти и вязкости нефти с присадками АБС и ТХФК.

Таблица 4.1

**Влияние известного (АБС) и предлагаемого (ТХФК) присадок на динамическую вязкость местной нефти при дозировке 200 г/т**

$\gamma, \text{с}^{-1}$	Вязкость ( $\eta$ ), мПа*с								
	Исх.нефть			(контроль) АБС (Россия)			ТХФК		
	40 <sup>0</sup> С	50 <sup>0</sup> С	60 <sup>0</sup> С	40 <sup>0</sup> С	50 <sup>0</sup> С	60 <sup>0</sup> С	40 <sup>0</sup> С	50 <sup>0</sup> С	60 <sup>0</sup> С
9	97	6,29	4,92	174,81	114,265	60,36	44,10	5,59	4,55
48	33,70	6,48	5,12	59,78	55,78	36,46	33,70	5,65	4,65
81	23,30	6,33	5,01	19,01	19,01	15,29	25,34	5,78	4,76
243	15,80	6,37	4,76	11,36	11,36	8,54	15,80	5,79	4,45
437	14,31	6,36	4,82	8,52	8,52	7,55	14,32	5,79	4,46

Для подтверждения предположения исследовано, каким образом подобранные присадки влияют на вязкость нефти с повышенным содержанием парафинов (главным образом длинноцепочных и высокомолекулярных) [112-114].

По-видимому, реагенты воздействуют на них, внедряясь в структуру и направляют кристаллизацию по пути образования мелких, не связанных между собой кристаллов.

Таким образом, нами установлено, что использованные присадки оказывают воздействие на вязкостные характеристики высокопарафинистой нефти при разных температурах. Особенно важным является факт снижения вязкости при малых скоростях сдвига, что представляет интерес при транспортировке высоковязких нефтей.



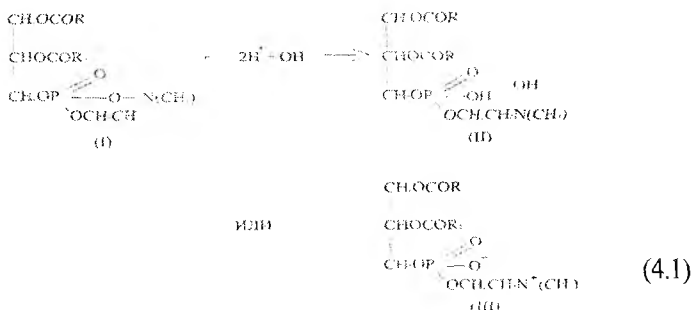
## 4.2 Технический хлопковый фосфатидный концентрат ценное ПАВ для повышения текучести высоковязких нефтей

Подбор более дешевых местных присадок к высоковязким нефтям сегодня считается актуальной задачей. Известные импортные реагенты (присадки) преимущественно имеют легколетучие (эфирные) и вредные для здоровья людей свойства. Поэтому их замена с экологической точки зрения также считается необходимым.

Сегодня в Узбекистане эффективно функционируют более 30 крупных масло-жировых предприятий, где, в основном, перерабатывают семена хлопчатника, которые содержат более 2 % фосфолипидов, имеющих поверхностно-активные (ПАВ) и разжижающие свойства. Методом гидратации хлопковых масел можно получить фосфатидные осадки, которые содержат токсичный госсипол и другие соединения. Поэтому их можно использовать в основном для технических целей.

Механизм гидратации фосфолипидов можно показать на примере обводнения фосфатидилхолина (лецитина) хлопкового масла по следующей схеме [129,130]. Данная схема (4.1) представляет собой молекулу дифильного характера, обладающего мощной липофильной частью, состоящей из двух жирнокислотных радикалов и гидрофильной, представленной фосфорнохолино-глицериновым и сложноэфирным остатком. Солевидная форма (внутренняя соль I) нерастворима в воде, т.к. гидрофильно-липофильный баланс молекулы явно сдвинут в сторону липофильности. Такое присоединение воды образует форму (II), которая хорошо растворима в

масле. Возможно образование и цвиттерионной формы (III), которая напротив нерастворима в масле.



Нами проведены физико-химические анализы полученных фосфолипидов из сырых хлопковых масел стандартными методами.

Результаты анализов физико-химических показателей фосфолипидов, полученных гидратацией хлопкового масла представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2.

**Показатели гидратированных фосфолипидов, полученных из фортрессового хлопкового масла**

Физико-химические показатели	Единица измерения	Диапазон значений
Содержание		
зола	%	1,5 - 3,2
азота	%	1,1 - 1,2
фосфора	%	3,6 - 3,8
Общих углеводов в т.ч.	%	3,5 - 4,1
свободных	%	1,3 - 1,5
связанных	%	2,2 - 2,6
Неомыляемых липидов	%	4,3 - 4,8
госсипола	%	2,2 - 3,1
Кислотное число	мг КОН/г	9,8 - 15,5

Из табл. 4.2. видно, что наряду с полезными биологическими активными веществами в составе фосфолипидов содержится токсичный госсипол в пределах 2,2-3,1% от их общей массы.

Концентрирование фосфатидного осадка методом выпаривания содержащейся в нём влаги позволяет получить технический хлопковый фосфатидный концентрат (ТХФК), который может быть применен для разжижения масляных жидкостей, нефтей и продуктов их переработки .

В табл.4.3 представлены основные физико-химические показатели технического хлопкового фосфатидного концентрата (ТХФК), полученного из ОАО «Тошкент ёг мой комбинати».

Из табл. 4.3 видно, что основную часть технического хлопкового фосфатидного концентрата составляют фосфолипиды (56÷64%) и триацилглицериды (35÷45%). Также имеется значительное количество (4,5-7,5%) свободных жирных кислот.

Таблица 4.3

**Основные показатели качества технического хлопкового  
фосфатидного концентрата**

Наименование показателя	Значения
Цветность, мг J <sub>2</sub>	22÷28
Содержание, % :	
-фосфолипидов	56÷64
-масла	35÷45
-влаги и летучих веществ	0,1÷1,4
-госсипола и его производных	0,15÷1,5
Кислотное число масла, выделенного из фосфатидного концентрата, мг КОН/г	9,0-15,0

Данный продукт может быть использован в качестве неионогенного ПАВ и разжижителя нефтей, минеральных масел и т.п. [115,116].

Присутствию фосфолипидов в нефтях предотвращает образование нежелательных продуктов полимеризации при их хранении и транспортировки. Следовательно, получение ТХФК из хлопкового масла способствует замене импортируемых из-за рубежа дорогостоящих присадок на местное сырье, и позволит снизить себестоимость транспортировки и переработки высоковязких нефтей.

Нами изучено влияние количества технического хлопкового фосфатидного концентрата (ТХФК) на показатели текучести высоковязких местных нефтей различного качества. Опыты по измерению динамического напряжения сдвига (Па) и динамической вязкости (Па.с) нефтей проводили при температуре 20<sup>0</sup>С.

Полученные результаты представлены в табл.4.4.

Из табл. 4.4 видно, что с увеличением содержания ТХФК в составе высоковязкой нефти Джаркакского месторождения её динамическое напряжение сдвига и динамическая вязкость понижаются. При добавке ТХФК 500 г/т значения динамического напряжения сдвига и динамическая вязкость нефти Джаркакского месторождения равняется 6,9 Па и 18,7 Па.с, соответственно. Для нефти месторождения Миршади эти показатели равны 13,6 Па и 70,4 Па.с, соответственно.

**Изменение показателей текучести местных нефтей в зависимости от содержания в них технического хлопкового фосфатидного концентрата**

Наименование месторождения нефти	Добавка ТХФК, г/т	Динамическое напряжение сдвига, Па	Динамическая вязкость, Па.с
Нефть Джаркакского месторождения с плотностью 873 кг/м <sup>3</sup> и температурой застывания +5 <sup>0</sup> С и содержанием парафина 6,3%	0,0	21,2	50,1
	50,0	20,0	48,4
	100,0	18,5	46,3
	200,0	14,3	40,0
	300,0	12,4	32,5
	400,0	8,2	24,4
	500,0	6,9	18,7
Нефть месторождения Миршади с плотностью 960 кг/м <sup>3</sup> , температурой застывания +4 <sup>0</sup> С и содержанием силикагелевых смол 38,7%	0,0	29,8	112,4
	50,0	27,4	103,2
	100,0	24,5	96,8
	200,0	22,1	90,3
	300,0	18,9	84,5
	400,0	16,4	79,6
	500,0	13,6	70,4

Дальнейшее увеличение содержания ТХФК в составе нефтей мы сочли не целесообразным т.к. это отрицательно будет влиять на себестоимости транспортируемой нефти.

Положительное влияние добавки ТХФК на повышение показателей текучести высоковязких местных нефтей (табл.4.4) можно объяснить тем, что он содержит фосфолипиды, моно-и диацилглицерины и другие вещества, которые обладают поверхностно-активными свойствами.

Известно, что 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 концентрате полярные (активные) группы состоят из кислородосодержащих - эфирных, гидроксильных, карбоксильных: азотсодержащих – амино и фосфорсодержащих групп. Причем, в составе таких активных групп могут быть и металлы.

ТХФК можно отнести к неионогенным ПАВ, хорошо растворяющимся в нефти и его продуктах переработки.

Особенность химического состава, строения, полярности и поверхностных свойств ТХФК позволяет распространить общую теорию ПАВ академика П.А.Ребиндера на такие растворы как «фосфолипиды в нефти» (или нефтепродуктах). Молекулы ТХФК в нефти существуют в истинно растворенном виде в виде ассоциатов-димеров и мицелл различной формы и размеров с образованием полярного ядра из определенным образом ориентированных к центру полярных формировании системы. Механизм действия ТХФК на разжижение и повышение текучести высоковязких нефтей можно объяснить подобно роли ПАВ в рассматриваемом продукте.

Таким образом, как показали результаты наших исследования ТХФК является эффективным местным ПАВ для улучшения текучести высоковязких нефтей и может быть использован для улучшения процесса их транспортировки.

### 4.3 Хлопковый soapсток эффективный ПАВ для снижения вязкости тяжелых нефтей

В настоящее время транспортировка нефтей по трубопроводу считается одним из основных и экономических способов их доставки на места потребления. Причем, в случае использования электроэнергии, чем выше вязкость транспортируемой нефти, тем больше расход электроэнергии, а порой бывают случаи невозможности движения высоковязких нефтей по трубопроводам более высокого диаметра.

Известно, что высокая вязкость нефтей обусловлена значительным содержанием в них следующих компонентов: парафина, смол, серы, механических примесей и др.

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 [117].

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

В Узбекистане на месторождениях Джаркурган, Джаркак, Шурчи и других добывают высоковязкие нефти, которые требуют

применения эффективных реагентов и нетрадиционных способов повышения их текучести по трубопроводам.

На масло-жировых предприятиях Республики ежегодно накапливаются более 10 тысяч тонн хлопкового мыльного стока-отхода щелочной рафинации хлопковых масел, который содержит натриевые соли жирных кислот (мыла), фосфатиды, нейтральное масло, свободную щелочь, воду и др. [118].

Хлопковый мыльный сток считается многофункциональной композицией водо-маслорастворимых компонентов и имеет щелочную природу. Он хорошо эмульгирует водно-нефтяную систему и сильно изменяет её поверхностно-активные свойства.

Концентрирование хлопкового мыльного стока, т.е. удаление из него значительного количества воды позволяет снизить расходы на его транспортировку, а его использование при транспортировке высоковязких нефтей, позволяют стабилизировать технологические режимы переработки углеводородного сырья.

Из табл.4.5 видно, что введение концентрированного хлопкового мыльного стока ( в количестве 500 г/т) в состав нефтей месторождений «Миршади», «Андижан», «Жанубий Аламышик», «Джаркак» и «Шурчи» позволило значительно снизить их динамическую вязкость ( $\mu$ ). Причем, с увеличением скорости сдвига нефтей (от 9 до 437  $\text{с}^{-1}$ ) степень снижения их динамической вязкости повышается, что положительно сказывается в улучшении их текучести по трубопроводу.

Присутствие в данных нефтях и концентрированном хлопковом мыльном стоке определенного количества воды способствует повышению



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

Содержащиеся в концентрированном хлопковом соапстоке натриевые соли жирных кислот, фосфатиды, нейтральные масла 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.) [119]. Безусловно с изменением месторождений нефтей изменяется составы и содержания, что требует индивидуального подхода при выборе эффективной присадки.

Учитывая это, 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 [120].

Нами на основе полученных экспериментальных данных рассчитаны индексы эффективности применения концентрированного хлопкового соапстока при понижении динамической вязкости местных нефтей. Результаты расчетов представлены в табл.4.6.

**Показатели индексов эффективности ( $J_{эфф}$ ) понижения вязкости местных нефтей концентрированным хлопковым соапстоком (КХС) в количестве 500 г/т при 40 °С**

Скорость сдвига ( $\gamma$ ), с <sup>-1</sup>	Индексы эффективности КХС				
	Наименование месторождений нефти				
	«Миршади»	«Андижан»	«Жанубий Аламышик»	«Джаркак»	«Шурчи»
9	1,07	1,06	1,08	1,06	1,08
48	1,11	1,12	1,10	1,08	1,12
81	1,22	1,25	1,27	1,23	1,22
243	1,34	1,39	1,37	1,33	1,32
437	1,50	1,59	1,64	1,76	1,63

Из табл. 4.6 видно, что применение концентрированного хлопкового соапстока в качестве понизителя динамической вязкости ( $\mu$ ) даёт наилучшие результаты при добавлении его в нефти место-рождений «Джаркак», «Жанубий Аламышик» и «Шурчи». При этом с увеличением степени сдвига от 9 до 437 с<sup>-1</sup> во всех исследуемых нефтях наблюдается значительные повышения индексов эффективности ( $J_{эфф}$ ) с использованием КХС. При стечении сдвига  $\gamma=243\div 437$  с<sup>-1</sup> показатель индекса эффективности использования концентрированного хлопкового соапстока при транспортировке выше указанных нефтях составил в пределах  $S_{эфф}=1,32\div 1,76$ . Из этих данных видно, что использование композиции мыла фосфатидов и других компонентов в виде концентрированного хлопкового соапстока позволяет значительно повысить текучесть местных нефтей по трубопроводам.

**Изменения динамической вязкости нефтей месторождений «Миршади», «Андижан», и «Жанубий Аламышик», «Джаркак» и «Шурчи» с добавкой концентрированного хлопкового соапстока (КХС) в количестве 500 г/т в зависимости от скорости сдвига при 40 °С.**

Скорость сдвига ( $\gamma$ ), с <sup>-1</sup>	Динамическая вязкость нефтей ( $\mu$ ), Па · с									
	Наименование месторождения нефти									
	«Миршади»		«Андижан»		Жанубий Аламышик»		«Джаркак»		«Шурчи»	
	исходная	с КХС	исходная	с КХС	исходная	с КХС	исходная	с КХС	исходная	с КХС
9	98,52	92,13	74,16	69,75	73,25	68,17	81,12	76,25	78,54	72,83
48	34,43	31,15	31,23	28,17	30,16	27,54	35,27	30,74	28,12	25,15
81	24,55	20,11	20,14	16,13	19,84	15,62	21,18	17,16	19,43	16,84
243	16,74	12,46	12,11	8,2	11,15	8,2	13,54	10,22	12,81	9,64
437	14,57	9,74	10,27	6,44	10,44	6,35	11,85	6,75	10,17	6,22

Таким образом, проведенные исследования позволяют рекомендовать к использованию концентрированного хлопкового соапстока (КХС)-отхода рафинационного производства в качестве понизителя вязкость нефтей. При этом следует заметить, что наибольшие значения индекса эффективности ( $J_{эфф}$ ) предлагаемого КХС наблюдается при высоких (более  $243 \text{ с}^{-1}$ ) скоростях сдвига исследуемых нефтей.

#### **4.4 Получение поверхностно-активных веществ снижающих вязкость тяжелых нефтей из сырых жирных кислот хлопкового соапстока**

Специфической особенностью нефтей, добываемых на Джаркурганском (Сурхандарьинская обл.) и Мингбулакском (Наманганская обл.) месторождениях Узбекистана является высокое содержание в них парафинов, смол, асфальтенов минеральных солей и других сопутствующих углеводородам компонентов, которые значительно повышают их вязкость и снижают их текучесть по трубопроводу.

Известно, что высокая вязкость нефти не только осложняет процессы его добычи из скважин, но и его промышленную переработку, что отрицательно сказывается на их технико-экономических показателях. Для устранения этих недостатков на практике (особенно в осенне-зимние периоды) нефтепроводы подогревают паром, где расстояние транспортировки нефти превышает 10-15 км. При этом использование растворителей для

разжижения высоковязких нефтей не желательно т.к. это связано с взрыво-пожаробезопасностью нефтепроводов [121].

При внутривыпускной транспортировке высоковязких нефтей на меньшее (менее 5 км) расстояние эффективно использовать их электромагнитную обработку (в т.ч. СВЧ-излучение), которая наряду с понижением вязкости нефти повышает ее текучесть и значительно сокращает отложение парафинов, смол и минеральных солей в трубопроводах [122]. При этом, проблемы взрыва и пожаробезопасности нефтепроводов требуют своего индивидуального решения с учетом их построения.

Предложены способы применения кавитации ультразвука и механо-химической активации (МХА) при понижении вязкости нефтей различного состава [123].

К сожалению, влияние таких механических воздействий на понижение вязкости нефтей не длительно и поэтому их необходимо применять многократно, что существенно завышает их энергетические затраты при транспортировке по трубопроводу.

Сегодня перспективным считается применение депрессаторов т.е. поверхностно-активных веществ (ПАВ), снижающих вязкость нефтей и повышающих их текучесть по трубопроводу.

Известно, что 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 пленки. Снижение поверхностного натяжения при этом способствует увеличению дисперсности дисперсной фазы .

В основном нефти характеризуются вязкостью, плотностью, дисперсностью, электрическими свойствами и агрегативной устойчивостью. Их вязкость обычно изменяется в широких пределах и зависит от собственной вязкости нефти, температуры и др. Они являясь дисперсными системами, при определенных условиях обладают аномальными свойствами, т.е. являются неньютоновскими жидкостями и характеризуются кажущейся (эффективной) вязкостью [124].

Нами на вискозиметре ВПН-01 при постоянном напряжении сдвига исследована эффективная вязкость местных нефтей. При этом напряжение сдвига испытываемого образца нефти рассчитывали по следующей формуле [125]:

$$\tau_{\text{зад}} = K \cdot U \quad (4.2)$$

где  $k$ -коэффициент, который равен 0,63 Па/В для измерителя 100 мм и 43 Па/В для измерителя 20 мм,

$U$ - напряжение в вольтах.

Скорость сдвига определяли по формуле:  $\dot{\gamma} = A/T$ ; (4.3)

где  $A$ -постоянная измерительного блока

$T$ -период вращения, определяемый по показанию частотомера

Отсюда, эффективную вязкость нефти определяли по формуле [125]:

$$\eta = \tau_{\text{зад}} / \dot{\gamma} \quad (4.4)$$

Оценку эффективности синтезированных ПАВ, по снижению вязкости местных нефтей производили с использованием вискозиметра ВПН-01 и вышеуказанных формул.

Анализ литературы показал, что для снижения вязкости нефтей предложено множество ПАВ, имеющих ионогенную и неионогенную

природу. Причем, последние показали положительные результаты при снижении вязкости нефтей различного состава. Так например, для синтеза оксиэтилированных жирных кислот с числом углеродных атомов более 20 использовали кубовые остатки смеси жирных кислот с гудроном. Установлено, что активность и физические свойства полученных ПАВ зависит от числа оксиэтилированных групп с числом углерода  $C_{14} - C_{25}$  на одну молекулу жирной кислоты. При этом более активной ПАВ синтезирован на основе жирной кислоты  $C_{25}$  с содержанием окиси этилена не менее 70% [126].

Позже синтезировали ПАВ из жирных кислот, содержащие сульфогруппу  $-SO_2OH$  или сульфитную группу  $OSO_2OH$ . Для таких целей сульфированию подвергали различные высокомолекулярные ненасыщенные жирные кислоты, оксикислоты, их производные- эфиры или алкилированные амиды, а также естественные глицериды кислот [127].

Известно, что активность ПАВ зависит не только от его строения, но и от места расположения функциональных групп и от величины гидрофильно-липофильного баланса (ГЛБ) [128].

В настоящее время в Узбекистане успешно функционируют более 25 масло-жировых предприятий, где вырабатывают около 500 тыс тонн рафинированного хлопкового масла в год. Отходом щелочной рафинации хлопкового масла является soapstock, который содержит до 45% натриевых солей жирных кислот  $C_{16:0}$ ,  $C_{18:0}$ ,  $C_{18:2}$ ,  $C_{18:1}$  и других, до 30% нейтрального жира (масла), до 5% госсипола, хлорофилла и их производных до 3% фосфолипидов и др. По действующей технологии данный soapstock доомыляют щелочным

реагентом (NaOH), разлагают серной кислотой ( $H_2SO_3$ ) и получают сырые жирные кислоты (СЖК), которых дистиллируют для улучшения цвета и удаления их легкокипящих компонентов [129].

СЖК являются смесью насыщенных и ненасыщенных жирных кислот и поэтому результаты их анализов считают усредненными.

В табл.4.7 представлены физико-химические показатели СЖК, полученных нами из хлопкового соапстока. Данные анализы выполнены согласно утвержденному стандарту [130].

Таблица 4.7

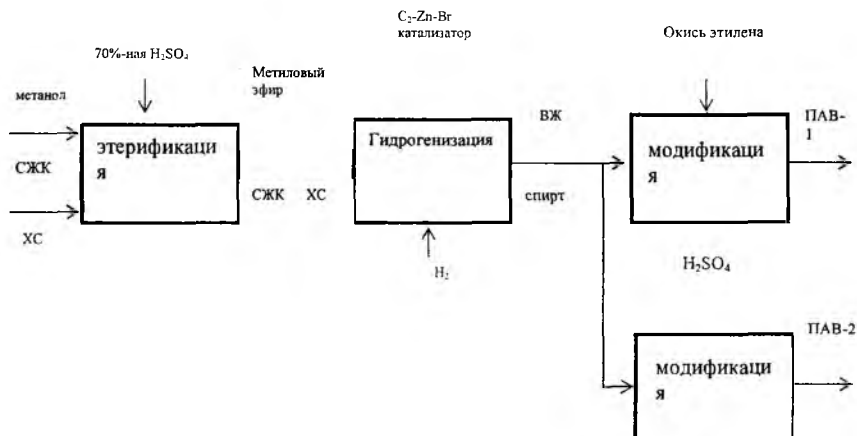
**Физико-химические показатели СЖК хлопкового соапстока**

Наименование показателей СЖК	Ед.изм.	Значения показателя
Внешний вид при 20 <sup>0</sup> С	-	Жидкая масса темно-коричневого цвета
Кислотное число	мг КОН/г	201 ÷ 203
Йодное число	г J <sub>2</sub> / 100г	110÷112
Температура плавления	<sup>0</sup> С	19÷30
Массовая доля неомыляемых веществ	%	2,1-3,9
Массовая доля воды	%	0,2÷0,6

Из табл.4.7 видно, что сырые жирные кислоты, полученные из хлопкового соапстока имеют значительное количество ненасыщенных жирных кислот (й.ч.=110-112 г J<sub>2</sub> / 100г), что придает им при комнатной температуре жидкое состояние и низкую температуру плавления. СЖК относительно более реакционноспособны т.к. содержит существенное количество этиленовых связей, которые необходимы для взаимодействия с другими реагентами при получении ПАВ.



Получение ПАВ в виде высших жирных спиртов модифицированных различными добавками нами осуществлялось по следующей схеме:



Процесс этерификации мы осуществляли путем взаимодействия СЖК ХС с метанолом (СН<sub>3</sub>ОН) в присутствии 70%-ной серной кислоты (катализатора) при 115-120 0С. Химическая реакция протекала по формуле:



При этом, серную кислоту и оставшиеся жирные кислоты удаляли нейтрализацией 5%-ным раствором щелочи при 80 0С.

Результаты анализов основных показателей метилового эфира СЖК ХС представлены в табл. 4.8.

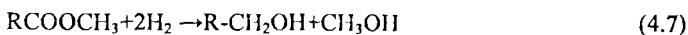
Физико-химические показатели СЖК ХС и их метилового эфира

Наименование показателей	Ед.изм.	СЖК ХС	Метилловый эфир СЖК ХС
Кислотное число	мг КОН/г	201,5	1,4
Эфирные число	мг КОН/г	0,7	187
Йодное число	%I <sub>2</sub> /100	117,2	115,8

Из табл. 4.8 видно, что в процессе этерификации в основном изменяются два показателя кислотное и эфирное число, которые равен 14 и 187 мг КОН/г, соответственно. В ходе синтеза эфира мы искали возможность повышения его выхода т.к. удаление образовавшейся в ходе этерификации воды, которая азеотропно улетучиваясь, конденсируется в обратном холодильнике и постепенно накапливается в ловушке, сдвигает равновесие реакции в сторону увеличения выхода эфира. Таким путем нам удалось увеличить выход метилового эфира СЖК ХС до 93%, против 56%. Полученный эфир представляет собой жидкость со специфическим запахом, хорошо растворимую во многих углеводородах.

Анализ показал, что полученный метилловый эфир СЖК ХС имеет температуру кипения ниже, чем температура кипения самих кислот.

Гидрогенизацию метилового эфиров СЖК ХС с целью получения высокомолекулярных (высших) жирных спиртов осуществляли в присутствии медно-хромово-бариевого катализатора при температуре около 300 °С и давлении 30 МПа, где химическая реакция протекала по уравнению [131]:



Полученный спирт отделяли от мыла (продукт взаимодействия непрореагировавшего метилового эфира СЖК ХС с едким натром) путем дистилляции.

Физико-химические показатели получаемого высшего жирно-го спирта представлены в табл. 4.9.

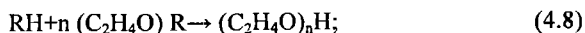
Таблица 4.9

**Органолептические и физико-химические показатели высших жирных спиртов, полученных на основе СЖК ХС**

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения показателя
Внешний вид и цвет	-	Жидкость светло-желтого цвета
Запах	-	С легким специфическим запахом
Температура	<sup>0</sup> С	45,5
-застывания		350
-кипения воспламенения		155
Гидроксильное число	мг КОН	230
Содержание углеводов	%	0,85

Из табл. 4.9 видно, что высший жирный спирт, полученный из СЖК ХС имеет показатели, соответствующие неионогенным ПАВ.

Модификацией т.е. оксиэтилированием высших жирных спиртов изменяются свойства получаемых ПАВ. Данный процесс мы проводили при температуре 135-145 <sup>0</sup>С и давлении окиси этилена равном 1,8-2,0 атм., в течении 1,5-2,0 часа и в присутствии одного калия ( в качестве катализатора) в количестве 1% от массы спирта. При этом реакция протекала по следующей схеме [132]:



где n- число окиси этилена.

Исследование полученного оксиэтилированного высшего спирта из СЖК ХС показала, что ПАВ, содержащее 10-12 молей окиси этилена на моль спирта, представляет собой водорастворимую

жидкость, где с увеличением длины оксиэтилированной цепи поверхностное натяжение последнего возрастает. Полученную жидкость мы условно наименовали ПАВ-1 и исследовали при понижении вязкости местных нефтей.

Далее, мы сульфитировали высший жирный спирт, полученный из СЖК ХС раствором серной кислоты при температуре 50 °С до глубины 86%. В процессе сульфирования высших спиртов выделяется большие количества тепла, поэтому ПАВ мы охлаждали до комнатной температуры. Причем, влажность высших спиртов не должно превышать 0,2%.

В табл.4.10 представлены коллоидно-химические показатели оксиэтилированного (ПАВ-1), сульфитированного (ПАВ-2) и высшего жирного спирта, полученного из СЖК ХС.

Из табл.4.10 видно, что получены ПАВ-1, ПАВ-2 и высший жирный спирт из СЖК ХС сильно отличаются между собой, несмотря на идентичность исходного сырья ПАВ-1 лучше растворяется в воде, чем ПАВ-2, который имеет меньшую пенообразующую способность.

Нами изучено снижение эффективной вязкости нефти Мингбулакского месторождения в зависимости от введения ПАВ-1 и ПАВ-2.

Основные коллоидно-химические показатели ПАВ-1, ПАВ-2 и высшего жирного спирта полученного из СЖК ХС

Наименование ПАВ	Вязкость, ост	pH	Поверхностное натяжение, дин/см	Пенообразующая способность при 25 °С, см <sup>3</sup>	Смачивающая способность
Высший жирный спирт из СЖК ХС (контроль)	0,85	8,7	65	355	11''
ПАВ-1	0,53	9,8	35	230	19''
ПАВ-2	0,47	6,9	22	335	17''

Полученные результаты анализов представлены в табл.4.11.

Из табл.4.11 видно, что добавка 0,05% ПАВ-2 в состав высокопарафинистой нефти Мингбулакского месторождения по сравнению с ПАВ-1 в таком же количестве позволяет снизить его эффективную вязкость примерно в 10-13 раза, когда как ПАВ-1 снижает в 6-9 раза (в зависимости от состава исследуемой нефти).

Таблица 4.11

Изменения реологических свойств нефтей Мингбулакского месторождения в зависимости от вида используемых ПАВ

Задаваемое напряжение сдвига, Па	Высший жирный спирт СЖК ХС <sup>1)</sup>		ПАВ-1		ПАВ-2	
	Скорость сдвига нефти, с <sup>-1</sup>	Эффективная вязкость, Па.с	Скорость сдвига нефти, с <sup>-1</sup>	Эффективная вязкость, Па.с	Скорость сдвига нефти, с <sup>-1</sup>	Эффективная вязкость, Па.с
6,30	1,902	3,341	11,614	0,547	25,425	0,251
9,45	2,921	3,283	17,388	0,552	37,531	0,255
12,60	3,935	3,209	22,815	0,561	51,292	0,259
15,75	4,974	3,172	29,104	0,569	62,814	0,267

Таким образом проведенные исследования по получению ПАВ снижающих вязкость нефти из СЖК ХС показывают, что выбрана рациональная схема получения ПАВ из СЖК ХС в виде высших жирных спиртов и их модификации методами оксиэтилирования или

сульфатирования. Установлено, что применение полученного ПАВ-2 в количестве 0,05% от массы нефти позволяет снизить его эффективную вязкость в 10-13 раза (в зависимости от состава высокопарафинистой нефти Мингбулакского месторождения).

#### **4.5 Композиции ПАВ для снижения вязкости тяжелых нефтей**

Сложный состав тяжелых нефтей, добываемых на Джаркурганском (Сурхандарьинская обл.) и Мингбулакском (Наманганская обл.) месторождениях Узбекистана требует значительного снижения вязкости и повышения на текучести при транспортировке по трубопроводам.

К сожалению, сегодня отсутствуют универсальные ПАВ, снижающие вязкость тяжелых нефтей различного состава, что диктует необходимость применения в каждом конкретном случае новой композиции из ПАВ ионогенный и неионогенный природы.

Ранее нами были синтезированы понизители вязкости нефтей в виде оксиэтилированных высших жирных спиртов (ПАВ-1) и сульфитированных высших жирных спиртов (ПАВ-2) на основе сырых жирных кислот (СЖК) хлопкового соапстока (ХС). Исследования показали, что применения последнего (ПАВ-2) позволяет снизить эффективную вязкость высокопарафинистой нефти Мингбулакского месторождения в 10-13 раза (в зависимости от состава исходной нефти).

Однако, применение ПАВ-2 при снижении вязкости высокосмолистой, битумной нефти Джаркурганского месторождения не дали

желаемых результатов, что потребовало создание новых композиций с использованием эффективных ПАВ.

Одним из природных сырьевых ресурсов для создания композиции ПАВ являются фосфатиды, получаемые гидратацией растительных масел. Фосфатиды, получаемые из хлопкового масла считаются техническими т.к. они содержат токсичный госсипол и его производные [136]. Лецитин и кефалин считающиеся основными компонентами фосфатидов проявляют поверхностно-активные свойства в т.ч. понижают вязкость и повышают текучесть нефтей за счет их разжижения. Данный продукт мы условно обозначили ПАВ-3.

Другим источником получения ионогенного ПАВ из хлопкового масла является мыло- вторичный продукт (отход) щелочной нейтрализации растительных масел. Он содержит натриевые соли жирных кислот, нейтральный жир, фосфатиды, госсипол и его производные. Хлопковый мыло относится к сложным ПАВ, имеющим как ионогенную так и неионогенную природу [137]. Данный продукт мы условно обозначили ПАВ-4.

На основе подобранных ПАВ нами созданы ряд композиций для понижения вязкости тяжелых нефтей, состав которых представлен в табл. 4.12.

Состав композиций ПАВ для понижения вязкости нефтей

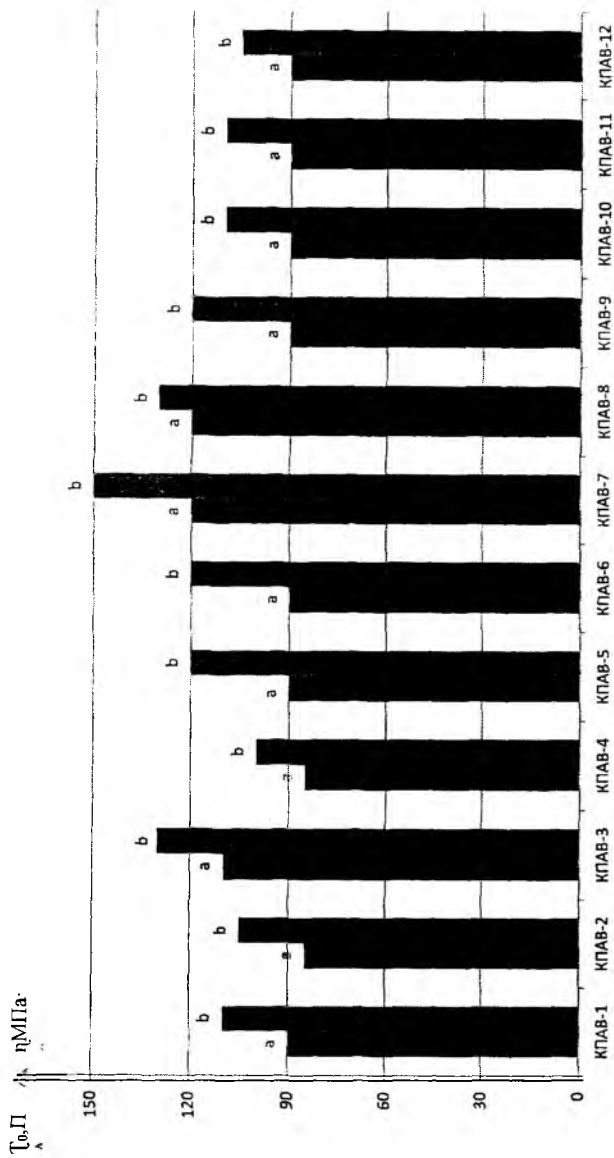
Номер композиции ПАВ	Содержание в композиции, %			
	ПАВ-1	ПАВ-2	ПАВ-3	ПАВ-4
КПАВ-1	50,0	50,0	-	-
КПАВ-2	50,0	-	50,0	-
КПАВ-3	50,0	-	-	50,0
КПАВ-4	-	50,0	50,0	-
КПАВ-5	-	50,0	-	50,0
КПАВ-6	-	-	50,0	50,0
КПАВ-7	-	25,0	50,0	25,0
КПАВ-8	25,0	-	50,0	25,0
КПАВ-9	25,0	25,0	50,0	-
КПАВ-10	25,0	25,0	25,0	25,0
КПАВ-11	-	25,0	25,0	50,0
КПАВ-12	-	25,0	50,0	25,0

Из табл.4.12 видно, что состав композиции для понижения вязкости тяжелых нефтей из 4<sup>х</sup> компонентов (ПАВ) можно менять много, что сопряжено со значительными затратами времени, материалов и др. Поэтому в исследованиях мы ограничились 12 композициями ПАВ, сильно отличающимися содержанием компонентов между собой.

Исследования изменений динамической вязкости местных нефтей выполнялись на вискозиметре «Реостат-2». При этом каждый образец нефти подвергали термостатированию не менее 30 минут в измерительном узле прибора и после проводили измерения в различных (6-12 точках) заданных скоростях сдвига (в интервале от 0 до 1312 с<sup>-1</sup>). Обработку полученных результатов осуществляли построением реограммы в координатах  $\tau$ - $\dot{\varphi}$ . По реограмме определяли динамическое напряжения сдвига ( $\tau_0$ ) и далее, рассчитывали динамическую вязкость нефти по формуле [134].

$$\eta = (\tau - \tau_0) / \dot{\varphi} \quad (4.9)$$





Примечание: а-динамические напряжения сдвига; в-динамическая вязкость нефти  
 Рис.4.3 Диаграммы изменения динамических напряжений сдвига и вязкости нефтей Мингбулакского месторождения в зависимости от ввода 0,05% КПАВ

На рис. 4.3 представлены диаграммы изменения динамического напряжения сдвига ( $\tau_0$ ) и динамической вязкости ( $\eta$ ) нефтей Мингбулакского месторождения в зависимости от введения 0,05% КПАВ от общей их массы.

Из рис.4.3 видно, что исследуемые КПАВ по снижению динамической вязкости нефтей Мингбулакского месторождения располагаются в следующем порядке убывания: КПАВ-4> КПАВ-10> КПАВ-12>КПАВ-1>КПАВ-5> КПАВ-9>КПАВ-2.КПАВ-7>КПАВ-11> КПАВ-8>КПАВ-3> КПАВ-6;

В дальнейшем исследования по снижению вязкости местных тяжелых нефтей проводили с использованием первых композиций, расположенных в вышеуказанном порядке убывания.

Особенностью состава Джаркурганских нефтей является высокое содержание в них парафинов, смол и асфальтенов, что классифицирует их к числу битумных нефтей. Понижение их динамической вязкости требует подбора эффективной композиции ПАВ. Учитывая это нами изучено влияние КПАВ-4, КПАВ-10 и КПАВ-12 на снижение динамической вязкости Джаркурганских нефтей. При этом количество вводимых композиций равнялось 0,05% от массы исследуемой нефти.

Результаты опытов представлены на рис. 4.4

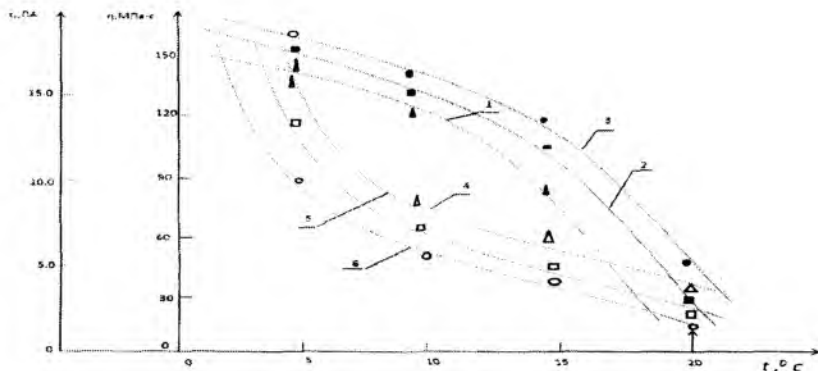
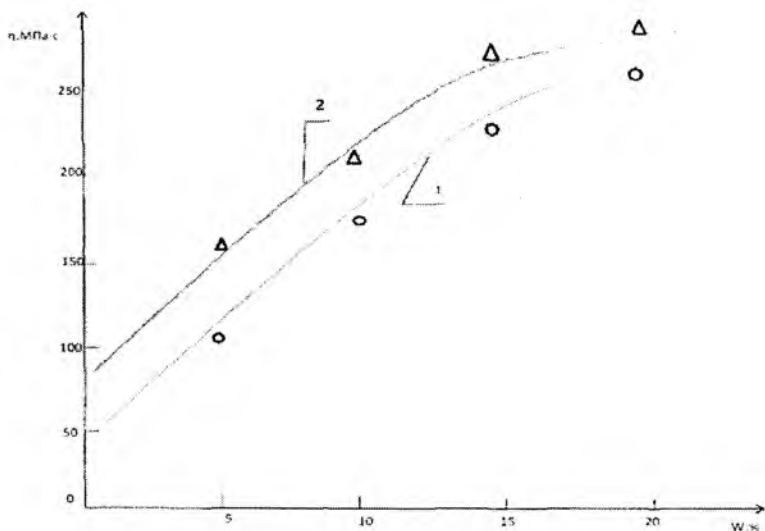


Рис.4.4 Изменения динамического напряжения сдвига ( $\tau_0$ ) и динамической вязкости нефтей ( $\eta$ ) в зависимости от температуры ( $t$ ) при добавлении 0,05% КПАВ-10 (кривые 1 и 4), КПАВ-12 (кривые 2 и 5) и КПАВ-4 (кривые 3 и 6) .

Из рис.4.4 видно, что наибольшее понижение вязкости нефти достигается при использовании КПАВ-4 и далее, КПАВ-12 и КПАВ-10. Это подтверждает полученные ранее результаты и соответствует установленному нами порядку убывания по снижению вязкости нефтей, полученных из Мингбулакского месторождения.

В технологических процессах подготовки, транспортировки и переработки нефтей в их состав смешивается вода в различных количествах, которая завышает их динамическую вязкость. Особенно это ярко проявляется в нефтях содержащих смолы, парафины и асфальтены, путем образования устойчивых эмульсий [131].

Мы исследовали такие эмульсии, полученные из нефтей Мингбулакского и Джаркурганского месторождения. Результаты данных исследований представлены на рис.4.5



**Рис.4.5** Изменение динамической вязкости ( $\eta$ ) в зависимости от содержания воды ( $w$ ) в нефтях Мингбулакского (кривая 1) и Джаркурганского (кривая 2) месторождений

Из рис.4.5 видно, что битумная нефть Джаркурганского месторождения при содержании воды до 20% увеличивает свою динамическую вязкость в 3,5-4 раза, а Мингбулакского месторождения в 5-6 раза. Это связано в том, что в последнем содержится больше парафинов, чем в первом.

Нами изучено изменения динамического напряжения сдвига и динамической вязкости нефтей Мингбулакского и Джаркурганского месторождений в зависимости от количество вводимой КПАВ-4, результаты которых представлены в табл. 4.13

**Изменение динамического напряжения сдвига ( $\tau_0$ ) и динамической вязкости ( $\eta$ ) нефтей Мингбулакского и Джаркурганского месторождений в зависимости от количества вводимой КПАВ-4**

Количество вводимой КПАВ-4, %	Нефть Мингбулакского месторождения	Нефть Джаркурганского месторождения
	Динамическое напряжение сдвига, Па	Динамическая вязкость, МПа.с
0,01	7,3	49,1
0,03	6,5	35,4
0,05	5,1	26,4
0,07	4,6	19,8

Из табл.4.13 видно, что наибольшее снижение вязкости нефтей Мингбулакского и Джаркурганского месторождений наблюдается до введения КПАВ-4 в количестве 0,05% от общей массы нефти. Дальнейшее увеличение количества КПАВ-4 в составе нефтей относительно мало изменяет изучаемые показатели.

Таким образом, проведенные исследования показали, что созданные композиции ПАВ позволяет снизить динамическую вязкость тяжелых нефтей Мингбулакского и Джаркурганского месторождений. Установлено, что из них наиболее эффективными являются КПАВ-4, КПАВ-10 и КПАВ-12. Их возможно использовать индивидуально или в комбинации с другими синтетическими или природными ПАВ. Показано, что комбинированное применение ионогенных и неионогенных ПАВ в композиции за счет синергетического эффекта увеличивает снижение динамической вязкости местных тяжелых нефтей.

## 4.6 Комбинированный способ повышения текучести

### высоковязких местных нефтей

Как отмечалось в предыдущем подразделе, для повышения текучести высоковязких нефтей на практике используют следующие виды воздействия на нефть и её смеси: - термообработка, разбавление, газонасыщение, механическое перемешивание, электрическая и химическая обработка. Возможны и другие варианты комбинированного осуществления выше указанных способов обработки высоковязких нефтей перед их транспортировкой по трубопроводу [136].

Результаты наших исследований по повышению текучести высоковязких местных нефтей с использованием предлагаемого ТХФК (присадки) и электромагнитной обработки показали, что возможно их комбинированное использование для достижения поставленной цели [137].

В Узбекистане чаще используют химический метод обработки высоковязких нефтей, основанный на применении дорогостоящих импортных присадок. К числу таких присадок следует отнести высокомолекулярные полимерные соединения (например, сополимеры винилацетата с (мет) акрилатами или сополимеры алкенов с (мет) акрилатами), функционально замещенные аммониевые соединения, содержащие полярные кислородсодержащие разрывы гидрофобности углеводородных радикалов.

На реологические свойства высоковязких нефтей оказывают действие аммониевые соединения, имеющие структуру N- [алкилфеноксиноли (этиленокси) карбонилметил] аммоний хлоридов и N- [алкоксиноли (этиленокси) карбонилметил] аммоний хлоридов, которых получают из алкенов-1 (на примере децена-1) [138].

Наиболее широкое применение в качестве присадок высоковязких нефтей используются сополимеры алкенов с винилацетатом, сополимеры алкенов с эфирами непредельных кислот (например, акриловой или метакриловой) и др.

К сожалению эти присадки мало эффективны при регулировании реологических свойств местных нефтей с высоким содержанием смолистых веществ и парафинов.

Поэтому, поиск новых эффективных способов повышения текучести высоковязких нефтей остается актуальной задачей. Учитывая это, нами используя предлагаемую присадку ТХФК и электромагнитную обработку высоковязких нефтей разработан комбинированный способ их совместного применения перед транспортировкой высоковязких нефтей по трубопроводу.

При этом использование электрического метода способствует частичному регулированию реологических свойств высоковязких нефтей до их транспортировки. Суть данного метода заключается в том, что в таком поле в областях частот, совпадающих с собственными частотами вращения дипольных моментов жидкости, возникает магнито-реологический эффект, который проявляется в значительном как увеличении, так и уменьшении эффективной вязкости в зависимости от направления и интенсивности поля.

Для исследования комбинированного способа обработки высоковязких местных нефтей с использованием ТХФК и электромагнитного воздействия нами создана технологическая линия, схема которой представлена на рис. 4.6.

Данная линия функционирует следующим образом: в сборник 2 по линии 1 подается высоковязкая нефть. Из емкости 5 присадка ТХФК по линии 6 с помощью дозатора 7 поступает в емкость 2, где перемешивание смеси нефти с присадкой осуществляется с помощью двигателя 3 и мешалки 4. Из сборника 2 смесь проходит по линии 8 через электромагнитный аппарат (ЭМА) 9, который управляется блоком управления (БУ) 10. Омагниченная смесь нефти с присадкой ТХФК по линии 11 с помощью насоса 12 направляется в трубопровод 13.

Используя данную установку нами обработаны следующие виды образцов местных нефтей (табл. 4.14).

Из табл.4.14 видно, что первые три вида нефтей (месторождений Миршади, Андижан и Южный Аламышик) относятся к парафинистым и высокопарафинистым нефтям по сравнению с нефтью месторождения Кокдумалак (контроль). Причем, в этих образцах также содержатся значительное количество (более 8,6%) смол.

Температура застывания данных нефтей находится в пределах (+4) - (+7<sup>0</sup>) С.

Таблица 4.14

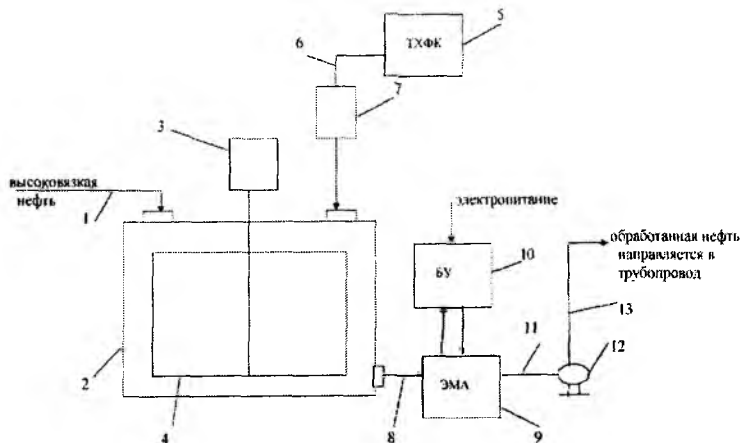
**Физико-химические показатели высоковязких местных нефтей**

Наименование показателей нефти	Наименование месторождений нефти			
	Миршад и	Андижа н	Южный Аламыш и к	Кокдумал ак (контроль)
Плотность при 20 <sup>0</sup> С,	0,961	0,858	0,849	0,873



кг/см <sup>3</sup>				
Температура застывания, °С	+4	+7	+5	-10
Содержание, %				
-парафина	8,8	13,4	21,3	3,8
-смола	38,7	8,6	10,3	4,7
-асфальтенов	8,35	1,5	0,6	2,9
-серы	3,4	0,3	0,2	8,1

Следовательно, высокое содержание парафинов и смолисто-асфальтеновых веществ в местных нефтях (кроме, нефти месторождения Кокдумалак) склонно к межмолекулярным взаимодействиям и образованию осадка в виде твёрдой фазы. При транспортировке такой нефти или ее смесей производительность нефтепроводов будет снижаться вследствие образования слоев, границы которых зависят от их коллоидно-дисперсного состояния [135-139].



**Рис. 4.5** Комбинированная технологическая схема технологии понижения вязкости тяжелых нефтей перед их транспортировки по трубопроводу

Далее, нами исследованы реологические свойства данных нефтей на ротационном вискозиметре «Реостат-2.1» при температурах 20-80°C и скоростях сдвига 2-1312 с<sup>-1</sup>. При этом количество добавляемой присадки ТХФК составляло 500 г/т, а напряженность электромагнитного поля равнялась 2500 эрстед. Температура обрабатываемой смеси высоковязкой нефти с присадкой ТХФК поддерживалось в пределах 40-70 °С.

В табл. 4.15 представлены результаты исследования зависимости скорости сдвига ( $D_s$ ) от напряжения сдвига ( $\tau_s$ ) для нефти месторождения «Миршади» до и после воздействия на нее магнитным полем.

Из табл. 4.15 видно, что по характеру полученных зависимостей в области температур 45-60°C нефть месторождения «Миршади» является неньютоновской псевдопластической жидкостью. Течение такой нефти по трубопроводу не подчиняется закону Ньютона из-за образования внутри нее структур кристаллизованных частиц парафинов. С повышением температуры образующиеся структуры постепенно разрушаются и нефть данного месторождения приобретает свойства ньютоновской жидкости т.е. её вязкость становится пропорциональной приложенному усилию.

Нами изучено влияние комбинированной обработки нефтей месторождений «Андижан» и «Южный Аламышик» на их вязкость при различных температурах.

Полученные результаты представлены в табл. 4.16

Таблица 4.16

**Изменения скорости сдвига ( $D_r$ ) от напряжения сдвига ( $\tau_r$ ) для нефти месторождения «Миршади» при различных температурах**

Значения напряжения сдвига ( $\tau_r$ )	Значения скорости сдвига ( $D_r$ ) при следующих температурах, °C			
	45	55	60	70
<b>до магнитной обработки</b>				
5	200	290	400	490
10	400	600	950	1150
15	620	1000	1300	-
20	900	1200	-	-
<b>после магнитной обработки</b>				
5	310	400	460	500
10	580	800	1100	1200
15	1000	1300	1450	-

Из табл.4.16 видно, что наибольший эффект снижения вязкости местных нефтей достигается при более низких температурах (40-50<sup>0</sup>C). Вероятно, магнитная обработка способствует разрушению возбужденных структурных образований неньютоновских местных нефтей и уменьшению вследствие этого их вязкости. При пониженных температурах парафин входит в состав ассоциатов нефти, а при нагреве выходит из их состава в отдельную фазу вследствие разрушения ассоциатов.

Таблица 4.16

**Изменения вязкости ( $\eta$ ) от температуры ( $t$ ) нефтей месторождений «Андижан» и «Южный Аламышик» до и после их магнитной обработки (при скорости сдвига  $D_r=1312 \text{ c}^{-1}$ )**

Температура, °C	Вязкость нефтей ( $\eta$ )	
	месторождения «Андижан»	месторождения «Южный Аламышик»
<b>до магнитной обработки</b>		

40	22,7	29,6
50	15,2	18,3
60	11,5	15,4
70	6,0	7,5
<b>после магнитной обработки</b>		
40	17,8	23,0
50	12,5	14,2
60	9,0	11,5
70	5,6	5,9

В табл. 4.16 представлены результаты расчета энергии активации вязкого течения местных нефтей по зависимости «  $\lg \eta^{-1/T}$  ».

Таблица 4.17

**Показатели энергии активации вязкого течения нефти месторождения «Миршади» до и после воздействия магнитным полем (при 20-60<sup>0</sup>С)**

Обратная абсолютная температура, К <sup>-1</sup>	$\lg \eta$	Энергия активации вязкого течения нефти, кДж/моль
<b><u>до воздействия магнитным полем</u></b>		
2,8	0,75	}42,8
3,0	1,00	
3,2	1,45	
<b><u>после воздействия магнитным полем</u></b>		
2,8	0,65	}34,5
3,0	0,90	
3,2	1,20	

Из табл. 4.17 видно, что полученные значения энергии активации вязкого течения нефти месторождения «Миршади» при 20-60<sup>0</sup>С сопоставили со значениями энергии слабых химических связей.

Дальнейшие исследования показали, что при 60-80<sup>0</sup>С магнитное поле практически не влияет на энергии активации вязкого течения

нефти месторождения «Миршади», которое равно 21 кДж/моль. Это энергия необходимая для физических взаимо-действий.

Таким образом, проведенное исследования показали, что для повышения текучести высоковязких местных нефтей целесообразно использовать комбинированный способ их обработки, предусматривающий их механическое перемешивание в электро-магнитном поле.

#### **4.7 Расчет ожидаемого экономического эффекта от внедрения предлагаемого комбинированного способа повышения текучести местных высоковязких нефтей по трубопроводу**

Для внедрения предлагаемого комбинированного способа транспортировки местных высоковязких нефтей по трубопроводу на основании проведенных исследований:

-в качестве депрессорной присадки использовать технический хлопковый фосфатидный концентрат;

-омагничивающее устройство для высокочастотной обработки высоковязких нефтей.

На Мингбулакском месторождении имеются линия по перекачке нефти в резервуары и цистерны железнодорожного транспорта, где установлены несколько насосов с байпасными линиями.

Для смешивания предлагаемой присадки ТХФК с высоковязкой нефтью можно использовать специальное дозирующее устройство или линию байпаса, соединенного с дополни-тельной ёмкостью. При этом до насоса в стеклянном трубопроводе устанавливается

омагничивающее устройство, функционирующее при высоких частотах.

Испытание такой схемы и предлагаемых режимов на Мингбулакском месторождении дали положительные результаты (акт испытаний прилагается в диссертации).

На основании принятой методики расчета ожидаемого экономического эффекта нами рассчитана себестоимость транспортировки 1 тн высоко-вязкой нефти по известному и предлагаемому способу по трубопроводу.

В табл. 4. 18 представлены результаты расчета

Таблица 4.18

**Себестоимость транспортировки по трубопроводу 1 тн высоковязкой нефти до и после внедрения предлагаемого способа**

№.№ п.п	Наименование затрат	Сумма расходов, тыс.сум	
		до внедрения	после внедрения
1.	Энергетические затраты:		
	-электроэнергия	22500	27300
	-пар сухой	35200	17800
	-острый пар	20500	10010
2	Материальные затраты:		
	-газоконденсат	2600	-
	-присадка (контроль)	5475	-
	-ТХФК	-	575
3	Установка оборудования:		
	-омагничивающее устройство	-	4500
4	Зарплата:		
	-персонала	7300	7300
	-доп.отчислений	1825	1825
	<b>ИТОГО</b>	<b>95400</b>	<b>69310</b>

Известно, что для технических линий экономический эффект (Э) рассчитывается по формуле [ 140 ]:

$$\text{Э} = [(C_1 - C_2) - E - K] \cdot A \quad (4.10)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  –себестоимости транспортировки 1 тн. нефти до и после внедрения предлагаемого способа, соответственно;

E- отраслевой коэффициент (для нефтегазовой промышленности  $E=0,15$ );

A- объем транспортируемой нефти в год.

Подставляя данные, полученные при испытании на Мингбулакском месторождении нефти, в уравнение (4.10) получим:

$$\text{Э}=[(95400-69310)-0,15 \cdot 600] \cdot 2000=52000000 \text{ сум в год.}$$

Таким образом, по предварительным расчетам ожидаемый экономический эффект от внедрения предлагаемого комбинированного способа транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу составит более 52,0 млн. сум в год.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании результатов теоретического и экспериментального исследования по улучшению текучести местных высоковязких нефтей сделаны следующие общие выводы:

1. Для улучшения текучести местных высоковязких нефтей и их эффективной транспортировки целесообразно использовать дешевые присадки, получаемые из отходов производства, в частности масложировой промышленности в сочетании с высокочастотным электромагнитным воздействием, разрушающим осаждением на стенках трубопроводов парафинов, смол и т.п.
2. Предложена классификация местных нефтей месторождений Зеварды, Шурчи, Джаркак, Кокдумалак, в основу которых положена физико-химическая характеристика местных высоковязких нефтей, а также их групповой состав, особенно содержание парафинов, позволяющая создавать оптимальные нефтесмеси для транспортировки по трубопроводу и переработки.
3. Разработана математическая модель для прогнозирования качественных показателей нефтесмесей, получаемых из различных типов нефти, показано, что в процессе транспортировки высоковязких нефтей общая погрешность измерений составляет порядка 2,52%, что не превышает допустимые нормы при работе с такими объектами.
4. Установлено влияние электромагнитного воздействия на реологические свойства и текучесть местных высоковязких нефтей и показана его положительная роль при обработке местных высоковязких нефтей, за счет которого разрушаются дисперсные системы (кластеры парафина, смол и т.п.)



5. В качестве доступной и депрессорной присадки для улучшения текучести местных высоковязких нефтей предложено использовать технический хлопковый фосфатидный концентрат (ТХФК) получаемый путем гидратации масла и являющийся побочным продуктом масложировой промышленности по физико-химическим свойствам представляет собой неионогенного ПАВ. Установлено влияние ТХФК на реологические свойства и текучесть местных высоковязких нефтей. Показано, что введение предлагаемой присадки ТХФК оказывает депрессорную активность на высоко-парафинистые нефти, переводя тугоплавкие парафины из твердого состояния в жидкое. При этом образуется новая нефтяная система, которая застывает при более низких температурах.

6. Разработан комбинированный способ повышения текучести местных высоковязких нефтей по трубопроводу, предусматривающий совместное использование ТХФК и высокочастотной электромагнитной обработки перед их транспортировкой по трубопроводу и создана его технологическая линия, которая апробирована на образцах нефтей Миршади, Мингбулак, Андижан, Южный Аламышгек, Кокдумалак (для контроля)

7. Опытнo-производственное испытание предлагаемого способа транс-портировки высоковязких нефтей по трубопроводу на Мингбулакском месторождении нефти (Наманганская обл.) дали положительные результаты. На основании проведенных испытаний составлен технологический регламент для применения разработанного способа. По предварительным расчетам, ожидаемый экономический эффект от внедрения данного способа на Мингбулакском месторождении нефти составит 52,0 млн. сум в год (акт испытания прилагается в диссертации)

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каримов И.А. Мировой финансово-экономический кризис в пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана. -Ташкент: Узбекистан, 2009.48с.
2. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости. –Москва: «Мир», 1964.216с.
3. Рабинович Е.З.Гидравлика Учебное пособие для вузов М: Недра, 1980.278с.
4. Кулинг Х. Справочник по физике: Пер. с нем. 2-е изд. М.:Мир. 1985.520 с.
5. Химия нефти и газа. (П/р. В.А.Проскурякова А.Е. Дробника) «Химия». Л. 2-е изд.,перераб. 1989.424 с.
6. Ф.М.Рашидова, Б.Н.Хамидов, Г.Р.Нарметова. О Мингбулакской нефти и ее бензиновой фракции. Узб. хим. ж. 1997. С. 61-63
7. Чебоненко Т.Е. Улучшение текучести Мингбулакской высоко-парафинистой нефти. Материалы конф. молодых ученых ИОНХ АН РУз.-Ташкент. 1997.12 с.
8. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. М.; Химия, 1990.341 с.
9. Сюняев З.И. Физико-химическая механика нефтей и основы интенсификации процессов их переработки. Моск. Институт нефтехим и газ пром-ти. М: 1979.411 с.
10. Исследование влияния добавок на основе местного сырья на регулирование текучести высокопарафинистых нефтей. Отчет о НИР лаб.хим. нефти ИХ АН РУз,- Ташкент, 1996.47 с.
11. Лойценский Л.Р. Механика жидкости и газа. М. Наука: 1976.736 с.
12. Черножуков Н.И. Технология переработки нефти и газа, М., высшая школа, 1986, 384с.
13. Гуревич И.Л. Технология нефти Часть-1 (свойства нефти и первичная перегонка) М.-Л.: 1941.215 с.

14. Гуреев А.А. Серегин Е.П. Азеев В.С. Квалифицированные методы испытаний нефтяных топлив М.: Химия, 1984.114 с.
15. Справочник нефтяника. Под ред. Огородникова С.Х. Т. Ленинград: Химия, 1978.648 с.
16. Павлов К.Ф., Романова П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. -Химия, Ленинградское отделение, 1987.561 с.
17. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии-М.: Химия, 1971.784 с.
18. Wheeler J., Wissler B. The friction factor-Reynolds number relation for the steady flow of pseudoplastic fluids through rectangular ducts . –“AIChE Journal”, 1965, v. II, No. 2, pp. 207-216.
19. Vaughn R.D., Bergman P.D. Laminar flow of non-newtonian fluids in concentric annuli. – Industr. And Eng. Chem. Process Design and Developm., 1966, v. 5, No. I, p. 44-47.
20. Suttrby Y. Laminar converging flow of dilute 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.
21. Eyring H . Viscosity, plasticity, and diffusion as examples of absolute reaction rates.-J. Chem. Phys., 1936, v.4, p.283-296.
22. Gramer S.D., Marchello J.M. Numerical evaluation of models describing non-newtonian behavior.- AIChE Journal, 1936, v. 14 , No.6, pp.980-983.
23. Peher E., Haroske D., Kohler K. Stromungen nicht-newtonischer flussikeiton.-Chem.Techn., 1969, v.21, No.3, pp. 137-143.
24. Seely G.R. Non-newtonian viscosity of polybutadiene solutions.-AIChE Journal, 1964, v.10,pp.56-65.
25. 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.

26. Oldroyd I.Q. On the formulation of rheological equation of state.- Proc. Roy. Soc., London, 1950, v. A200, pp. 523-540.
27. Bueche F., Harding S.W. A new absolute molecular weight method for linear polymers. -J.Polym. Sci., 1958, v.32, pp. 177-186.
28. Williamson R. Flow of Bingham fluids in circular tube. Ind. Engng. Chem., 1929, v. 21, No. 1, p. 108-113.
29. 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.
30. 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.
31. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа . – М., «Наука», 1970. 904с.
32. Малкин А.Я. «Некоторые задачи течения неньютоновской жидкости». – Труды МИХМ, 1960, т.20, С. 29-38
33. Sakiadis V. Equilibrium flow of general fluid through a cylindrical tube.- AIChE Journal, 1962, v. 8, No.3, pp.317-327.
34. 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
35. 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
36. 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

37. Тябин Н.В., Центовский Е.М. Течение неньютоновских жидкостей на начальном участке цилиндрической трубы. – Тр. Казанск.хим.-технол.ин-та, 1964, вып.32,С. 189-195
38. Schiller L. Die Entwicklung der laminaren Geschwindigkeitverteilung und ihre Bedeutung für Zähigkeitmessungen.-ZAMP, 1922, v. 2, pp. 96-106.
39. Boussinesque Y. Sur la manière dont les vitesses dans un tube cylindrique de section circulaire, évasé à son entrée se distribuent depuis cette entrée, jusqu'aux endroits où on se trouve établi un régime uniforme.-Compt. Rend., 1891, v. 13, pp.9-15; pp. 49-51.
40. Langhaar H.L. Steady flow in the transition length of a straight tubes. – Y.Appl. Mech., Trans. ASME, 1942, v. 64, pp.55-58.
41. Collins M., Schowalter W. Behavior of nonnewtonian fluids in the entry region of pipe.- AICHE Journal, 1963, v.9, No.6, pp. 804-809.
42. Tomita I. A study of viscolastic fluid flow.- Bull. Of ASME, 1964, v. 4, No.13, pp.77-85.
43. Bogue D.C. Entrance effects and prediction of turbulence in nonnewtonian flow. – Ind.Eng.Chem., 1959, v.51, pp. 874-880.
44. 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.
45. 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.
46. Kapoor N.N , Klb J.M., Brum E.A., Freduckson A.J. Stress-relaxing solids Recoilphenomena.- Ind. Eng. Chem . Fund., 1965, v.4, No.2, pp.186-190.
47. Жданов Ю.А., Дубовицкий В.Ф. Исследование профиля скоростей при течении расплава полиэтилена в цилиндрических началах. – Респ.межвед.науч.-техн.сб., Хим. Машиноост. 1968, №8, С.42-47.

48. Vela S., Kalb J.W., Fredrickson A>G. On stress-relaxing solids: Part III. Simple harmonic deformation .-AICHE Journal, 1965, v. II, No. 2, pp. 289-294.
49. 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.
50. 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.
51. Peev G., Niholowa A. On the phase lag between gradient and velocity of a oscillatory laminar flow of elastico-viscous liquids in chanel of circular section. – Comp . rend. Acad. Bulg. Sci., 1971, v. 24, No. 3, pp. 327-330.
52. Peev G., ElvenkovD., Kunev I. On the problem of oscillatory laminar flow of elastico-viscous liquids in channels. –Rheol.Acta, 1970,v. 9, pp. 506-508.
53. 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.
54. Peev G. On the velocity profiles in oscillatory laminar flow of elativo-viscous liquids in tubes of circular section.-Compt.
55. Peev G. On the problem of oscillatory laminar flow of elastico-viscous liquids in channels.- Rheol. Acta, 1975, v. 14, pp. 450-452.  
Relations.-AICHE Journal, 1970, v. 16, No. 3, pp. 505-506.
56. Barnes H.A., Townsend P., Walters K. Flow of non-newtonian liquids under a varying pressure gradient.-Nature, 1969, v. 224, pp585-586.
57. 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.
58. Pattabhi Ramaacharulu N.Ch. The pulsating flow of a second order viscous liquid through circular pipe.- Arch. Meeh. Stosow, 1971,v.23,No.2,pp.167-182.
59. 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,No3,pp.202-209.

60. Jones J.R., Walters T.S. Flow of elasticoviscous liquids in channels. Part I.- Brit.J.Appl.Phys., 1966, v.17,pp.254-262.
61. Jones J.R., Walters T.S. Flow of elasticoviscous liquids in channels. Part II.-Rheol. Acta, 1967,v.6,No.4,pp.330-338.
62. Barnes H.A.,Townsend P., Walters K. On pulsatile flow of non-newtonian liquids.-Rheol.Acta, 1971, v.10,pp.517-527.
63. Patterson G.K., Zakin J.L., Rodrigues J.M. Drog reduction correlations.- AICHE Journal, 1970, v. 16,No.3,pp.505-506.
64. Gianetto A., Baldi G. Flusso laminare pulsate di fluidi non-newtoniani.- Quad.Ing.Chim.Ital., 1970. v.6, No. II, pp. 186-197.
65. Capra V. Sul trattamento numerico di una equazione parabolica singolare.- Levrotto e-Bella, Turin, 1971.
66. 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.
67. Лурье М.В., Марон В.И. Средства транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов за рубежом М.-ЦНИИТЭ нефтехим. 1973. 26 с.
68. Чельцов А.В. Измерительные устройства для контроля качества нефтепродуктов Л.: Химия 1981. 364 с.
69. ГОСТ 1533-42 Определение температуры застывания нефтей и масляных фракций М.
70. Боровая М.С. Хехамкина Л.Г. Лаборант нефтяной и газовой лаборатории М.: Недра. 1990. 317 с.
71. Беянин Б.В., Эрих В.Н. Технический анализ нефтепродуктов и газа. М.: Химия, 1970.226 с.
72. Рабинович Э.И. Методы исследования нефтей и нефтепродуктов. Труды ВНИИНЫ М.: Гостоптехиздат, 1955.297 с.
73. Алесковский В.Б., Яцимирский К.Б.Физико-химические методы анализа. Практическое руководство Л.: Химия, 1971-215 с.
74. Рыбак Б.М.Анализ нефти нефтепродуктов, М-Л., Гостоптехиздат, 1962, 888с.

75. Лукошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту М.: Недра, 1972. 324 с.
76. Суханов В.П. Переработка нефти М.: Высшая школа. Изд. Второе переработанное дополненное 1979.335 с.
77. Технологические расчёты установок переработки нефти. Учеб. Пособие для вузов Танатаров М.А., Ахметшина М., Фасхутдинов Р. И др. М.: Химия 1987.352 с.
78. 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.
79. Ф.Холланд, Ф.Чапман Химические реакторы смесители для жидкофазных процессов, М, Химия, 1974 .С.182-201
80. Владимиров А.И. Щелкунов В.А., Круглов С.А. Основные процессы и аппараты нефтепереработки, М. «Нефть и газ», 1996, С.69-71.
81. З.С.Салимов, Р.И. Каримов, А.С.Нурматов, И.М.Расулов, Б.Х. Убайдуллаев Предварительный патент №4887 Устройство для перемешивания нефтяного сырья, «Узбекистан» Бюл. №1, 1998.
82. А.С.Нурматов, И.М.Расулов, З..С.Салимов, Б.Х.Убайдуллаев, Р.Манопова. Актуальные проблемы перемешивания неньютоновских жидкостей //Труды Межд. научн.-техн. и научн.-методич.конф.«Наука и образование-97», посвященной 1500 летию г.Туркестана и 60-летию института Шымкент: 1997. С.274-278.
83. А.Б.Набиев, Х.М.Набиева, С.А.Абдурахимов Сборник материалов Республиканской научно-технической конференции, 2 том, Ташкент-2008. С.143-145
84. Набиев А.Б., Абдурахимов С.А., Султанов А.С. Республика илимий-техника анжумани Тошкент 2009 й. Б.112-113
85. Хамидов Б.Н., Лер В.Л., Рабимов Ш.К., Норметова Г.Р., Арипов Э.А. Фракционный состав и пути рационального способа переработки нефти месторождение Ленинское Узбхимжурнал 1995. №5-6. С.67-71



86. Хамидов Б.Н. Нарметова Г.Р., Азимова М.Н. Хабиллаев С. Исследование нефти месторождения Миршади Сурхандарынской области Докл. АН РУз 1994 №11. с.23.
86. Хамидов Б.Н., Исомов А.А. Жумаев З.И. Нарметова Г.Р. Улучшение качества нефти и нефтепродуктов с помощью присадок. В материалах XI Межд. науч.тен.конф. «Научоемкие химические технологии- 2006», Самара, 2006, С. 95-96.
87. Ходжаев Г.Х., Рябова Н.Д., Дмитриев П.П. Нефти Узбекистана, Ташкент, Изд-во АН Уз ССР, 1962, 273с.
88. К.С.Каспарьянц. Промысловая подготовка нефти М.: «Недра» 1966.363 с.
89. Салимов З.С., Железнов А.С., Убайдуллаев Б.Х., Беликова Н.О. О гидро-динамике высоковязких нефтей, Там же с.38.
90. Салимов З.С., Абдурахимов С.А., Беликова Н.В. Сайдахмедов Ш.М., Убайдуллаев Б.Х. Выбор режима транспортировки нефтей по трубам //Химическая технология топлив и масел, Москва, 2001, №5, 21 с.
- 91.Салимов З.С., Султанов А.С., Абдурахимов С.А.,Убайдуллаев Б.Х., Беликова Н.В. Влияние механических воздействий на физические свойства высоковязкой нефти. Химическая технология топлив и масел, Москва, 2001, №6, С. 22-23.
92. Сюняев З.И., Сафаева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы.-М.: Химия, 1978. 648 с.
- 93.Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. Физико-химические основы технологий переработки нефти // под.ред. В.Н.Кошелева М.: Химия, 1998.448
- 94.Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. М.: Недра 1972. 324 с.
- 95.Фахретдинов П.С., Борисов Д.Н., Романов Г.В. Новые регуляторы реологических свойств высокосмолистый нефти. Журнал «Нефтегазовое дело», 2007. С.15-18

96. Черняев В.Д., Галлямов А.К., Юкин А.Ф. и др. Трубопроводный транспорт нефти в сложных эксплуатациях.- М.: Недра. 1990. – 232с.
97. Бахтизин Р.Н., Галлямов А.К., Юкин А.Ф. и др. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева. –М.: Химия. 2004.- 196с.
98. Юкин А.Ф., Хасанов М.Р., Мاستобоев Б.Н., Бахтизин Р.Н. исследование процессов транспорта и хранения вязких нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. -2004.- №7.-с.110-111.
99. Мирзаджанзаде А.Х., Галлямов А.К., Юкин А.Ф. и др. Временное методическое руководство по гидравлическому расчету транспорта неньютоновских нефтей. Уфа: ВНИИСПТнефть. 1978. – 96с.
100. Мирзаджанзаде А.Х., Галлямов А.К., Юкин А.Ф. и др. Методическое руководство по проведению планированных экспериментов к исследованию влияния различных добавок на реологические характеристики парафинистых нефтей. Уфа: ВНИИСПТнефть. 1978. – 38с.
101. Мاستобаев Б.Н., Юкин А.Ф. Применение алгоритмов самоорганизации для исследования процессов запарафинивания нефтепровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. -1978.- №8.-С.21-23.
102. Юкин А.Ф. Обеспечение надежности транспорта застывающих нефтей // В матер. Междунар.науч.-техн.конференции. «Трубопроводный транспорт-сегодня и завтра. Уфа: УГНТУ, 2002.- С.194-196.
103. Юкин А.Ф. Энергоэффективность и надежность транспорта застывающих нефтепродуктов, 4-й конгресс нефтегазопромышленников России. «Энергоэффективные технологии», - Уфа: Транстэк, 2003. –С.29-32.
104. Салимов З.С. Железнов А.С. Убайдуллаев Б.Х. Абдурахимов С.А. Влияние депрессатора на транспортировку высоковязких нефтей // Узб.хим. журн. №2000 г. С.50-53

105. Салимов З.С., Убайдуллаев Б.Х., Беликова Н.В. Сайдахмедов Ш.М., Железнов А.С., Хамидов Б.Н. Способ и устройство введения в поток нефти депрессорных присадок. Предварительный патент РУзИНДР №04335 от 03.03.2000 г.
106. Исагулянц В.И., Егорова Г.М. Химия нефти. М., 1985, 518с.
107. Хусанов И.Н., Нурматов У.Д., Лутфуллаев Ш.А. Распределение скорости неньютоновской жидкости по сечению трубопроводам Узбекский журнал нефти и газа 2000, №3. С. 7-9.
108. Абдурахимова Д.С., Набиев А.Б., Султонов А.С., Тураев А.С. Технический хлопковый фосфатидный концентрат – ценное ПАВ для повышения текучести высоковязких нефтей. Узб.журнал нефти и газа. 2010, №2, С.35-36.
109. Корнена Е.П., Арутюнян Н.С. Исследование в области количественного выведения фосфорсодержащих веществ. Л.: Труды ВНИИЖ, 1980, С.25-32
110. Корнена Е.П., Пономарева Н.А., Арутюнян Н.С. Изучение структуры фосфолипидов соевых масел методом ИК- спектроскопии. Изв. вузов, Пищевая технология, 1984, №3, С.19-21.
111. Набиев А.Б., Абдурахимов С.А., Султонов А.С. Нефт ва нефтмахсулот-лари мавзусини ўқитишда электрон материалардан фойдаланиш. Мехнат ва касб таълими бакалавриат йуналишларида мухандислик фанларини ўқитишнинг долзарб масалалари. –Наманган - 2009, Б.57-58.
112. Набиев А.Б., Абдурахимов С.А. Классификация местных нефтей с позиции их текучести. Кимё ва Киме технологияси журнали, 2009 й., 4 сон., Б.63-64.
113. Набиев А.Б., С.А.Абдурахимов Комбинированные способы повышения текучести высоковязкой местной нефти Композицион материаллар журнали 2009 й. 4 сон Б.40-43.

114. Набиев А.Б., Абдурахимов С.А. Реологические особенности транспортируемых композиции из местных месторождений нефти Кимё ва Киме технология журнали, 2010, №1, 63-65 б.
115. Султанов А.С., Набиев А.Б., Абдурахимов С.А. Повышение текучести местных нефтей по трубопроводу. Фаргона Политехника интитуту V Республика илмий-амалий анжуманининг материаллари Фаргона. 2009. Б.131-132.
116. Набиев А.Б., Султонов А.С., Абдурахимов С.А. Проблемы транспортировки местных высоковязких нефтей. Фаргона Политехника интитуту V Республика илмий-амалий анжуманининг материаллари – Фаргона. 2009.Б.132-133.
- 117.Бахтизин Р.Н., Галлямов А.К., Юкин А.Ф. и др.-Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева.-М.: Химия, 2004 -196 с.
- 118.Технология переработки жиров./Под ред.проф.Арутюняна Н.С.-М.:Агропромиздат, 1985.366 с.
119. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту М.: Недра, 1972-324 с.
120. Фахретдинов П.С., Борисов Д.Н., Романов Г.В. Новые регуляторы реологических свойств высокосмолистой нефти. //Москва// Нефтегазовое дело. 2007. № 4-с.15-18.
- 121.Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту-М.: Недра, 1972-324 с.
- 122.Лобков А.М. Сбор и транспорт нефти на промыслах-Л.-М.: Гостантехиздат, 1955-282 с.
- 123.Ребиндер П.А. Физико- химическая механика дисперсных структур // В сб. Физико-химическая механика дисперсных структур-М.: Наука, 1966, С.12-16.
- 124.Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии.-М.: Химия, 1975-512 с.

125. Суханов В.П. Переработка нефти. Изд. второе, пераб.4, доп.-М.: Высшая школа, 1979-335с.
126. Джалилова С.Ш. Разработка технологии получения азотсодержащих ПАВ на основе СЖК хлопкового соапстока, Автореф канд.техн.наук, Т.:ТХТИ, 2003-24 с.
127. Справочник по мыловарному производству. // под. ред. Товбина И.М. ---М.: Пищевая промышленность, 1974-518 с.
128. Адамсон А. Физическая химия поверхностей.-М.: Мир, 1979-320 с.
129. Поверхностно-активные вещества. Справочник // под ред. А.А.Абрамзона. -Л.: Химия, 1979-376 с.
130. Неволин Ф.В. Химия и технология синтетических моющих средств.-М.: Пищевая промышленность, 1971-424 с.
131. Ребиндер П.А.-В кн. ПАВ и их применение в химической и нефтяной промышленности. -Киев,Наука думка, 1971-С.3-4
132. Паронян В.Х.,Гринь В.Т. Технология синтетических моющих средств-М.: Химия, 1984-224 с.
133. Арутюнян Н.С., Корнена Е.П. Фосфолипиды растительных масел.-М.: Агропромиздат, 1986.-256 с.
134. Технология производства растительных масел // Копейковский В.М., Данильчук С.И., Горбузова Г.И., Мосян А.К. М.: Легкая и пищевая промышленность, 1982-416 с.
135. Балезин С.А., Ерофеев Б.В., Подобаев Н.И. Основы физической и коллоидной химии.-М.: Просвещение, 1975-398 с.
136. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту.-М.: Недра, 1972.-324 с.
137. Ширяева Р.Н., Саяхов Ф.Л., Кудашева Ф.Х., Ковалева Л.А., Гимаев Р.Н. Регулирование реологических свойств парафинистой нефти высокочастотным электромагнитным полем // Журнал Химия и технология топлив и масел, 2001. №6 С.20-22.

138. Набиев А.Б., Абдурахимов С.А. Оценка влияния электромагнитного воздействия на реологические показатели нефти. Научн.-техн. журн. Воронеж, 2011, №2, С.50-53.
139. Борисов Д.Н., Фахретдинов П.С., Романов Г.В. Синтез аммониевых соединений на основе Децена-1 и их влияние на вязкость высокопарафинистый нефти // Журнал Нефтегазовое дело, 2007.№1. С.12-17.
136. Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы.- М.: Химия, 1978. – 648с.
140. Рейнер М. Реология. – М.: Наука, 1965. -224с.
141. Набиев А.Б., Абдурахимов С.А. Научные основы прогнозирования качества нефтесмесей, поступающих на промышленную переработку. Сб.матер. Респ. научн.-техн.конф. «Достижения и перспективы комплексной химической переработки топливно-минерального сырья Узбекистана», Ташкент, 2008, с.143-145.
142. Бекжанова С.Е., Немасипова А.Н. Использование гидродинамической кавитации в транспортировке высоковязкой нефти. В докладах Первых Межд. научн. Надировских чтениях «Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса», Алматы-Атырау, 2003, с.166-171.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	3
<b>ГЛАВА I. АНАЛИЗ СПОСОБОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДУ</b> .....	5
1.1 Анализ текучести высоковязких нефтей по трубопроводу .....	5
1.2. Особенности транспортировки неньютоновских жидкостей по трубопроводу .....	9
1.3 Способы повышения текучести высоковязких нефтей по трубопроводу .....	24
<b>ГЛАВА II. МЕТОДИКА ПОСТАНОВКИ ЭКСПЕРИМЕНТА, АНАЛИЗА НЕФТИ И ОБРАБОТКИ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ</b> .....	42
2.1 Методы анализа состава и свойств нефтей .....	42
2.2 Описание лабораторной установки для исследования реологических свойств нефти .....	43
2.3. Математическая обработка экспериментальных данных .....	50
<b>ГЛАВА. III ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ТЕКУЧЕСТЬ МЕСТНЫХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ</b> .....	56
3.1 Классификация местных нефтей с позиции их текучести .....	56
3.2 Прогнозирование качественных показателей нефти смесей, получаемых из местных нефтей .....	59
3.3 Оценка влияния электромагнитного воздействия на реологические показатели нефти .....	61
3.4 Реологические особенности транспортируемых композиций нефтей из местных месторождений нефти .....	66
<b>ГЛАВА IV . СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ТЕКУЧЕСТИ ВЫСОКОВЯЗКИХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДУ</b> .....	72
4.1 Подбор эффективной присадки для повышения текучести местных высоковязких нефтей .....	72
4.2 Технический хлопковый фосфатидный концентрат ценное ПАВ для повышения текучести высоковязких нефтей .....	80

4.3 Хлопковый соапсток эффективный ПАВ для снижения вязкости тяжелых нефтей .....	86
4.4 Получение поверхностно-активных веществ снижающих вязкость тяжелых нефтей из сырых жирных кислот хлопкового соапстока .....	91
4.5 Композиции ПАВ для снижения вязкости тяжелых нефтей .....	101
4.6. Комбинированный способ повышения текучести высоковязких местных нефтей .....	109
4.7 Расчет ожидаемого экономического эффекта от внедрения предлагаемого комбинированного способа повышения текучести местных высоковязких нефтей по трубопроводу .....	116
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	119
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	121

*Утверждено к печати Ученым советом Наманганского  
государственного университета Министерства высшего и среднего  
специального образования Республики Узбекистан*

**Интенсификация транспортировки высоковязких нефтей по  
трубопроводу /А.Б.Набиев, С.А.Абдурахимов. Наманганский  
государственный университет Ташкентский химико-  
технологический институт**



**Набиев А.Б.**

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ  
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПО  
ТРУБОПРОВОДУ**

Ответственный редактор: А. Умаров  
Тех.редактор: А.Тошпулатов

**Сдано в набор 10.12.2016 г. Подписано к печати 14.02.2017 г.  
Формат 60x84. Гарнитура Times New Roman.  
Тираж 200 экз. Заказ № 12.**

**Издательства “Навруз”**

**Адрес: г. Тошкент, ул. А.Темур, дом - 19.**

---

**Распечатано ЧП “Fazilatortextservis”.  
Адрес: г. Наманган, ул. А.Навойй, дом - 72.**

