

**На правах рукописи**

**ЖУЙКО ПЕТР ВАСИЛЬЕВИЧ**

**РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПОВ УПРАВЛЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИМИ  
СВОЙСТВАМИ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ**

**Специальность 25.00.17. Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений**

**АВТОРЕФЕРАТ**  
**диссертации на соискание ученой степени**  
**доктора технических наук**

**Ухта 2003г.**

<b>Работа выполнена в</b>	Печорском научно-исследовательском и проектно-институте «ПечорНИПИНефть» и Ухтинском государственном техническом университете (УГТУ)
<b>Научный консультант</b>	Доктор технических наук, профессор <b>Быков Игорь Юрьевич</b>
<b>Официальные оппоненты</b>	Доктор технических наук, профессор <b>Сахаров Виктор Александрович</b> Доктор технических наук, профессор <b>Коршак Алексей Анатольевич</b> Доктор технических наук <b>Рузин Леонид Михайлович</b>
<b>Ведущее предприятие</b>	- ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»

Защита состоится « 31 » октября 2003 г. в 10 часов  
на заседании диссертационного совета  
Д212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по  
адресу: г. Ухта, ул. Первомайская, 13

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского  
государственного технического университета

Автореферат разослан «30» сентября 2003 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
кандидат технических наук, профессор

Н.М. Уляшева

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность проблемы.** Освоение и ввод в разработку новых нефтяных месторождений Европейского Севера поставили перед нефтяниками ряд сложнейших проблем, от успешного решения которых зависели не только темпы промышленного освоения указанного региона.

Это объясняется тем, что большинство новых месторождений располагаются в районах с экстремальными климато-географическими условиями: аномально низкие температуры окружающей среды, широкое распространение многолетне мерзлых грунтов и болот, необходимость районов, удаленность от промышленно-развитых центров, отсутствие транспортных коммуникаций, жилья и трудовых ресурсов.

Кроме того, нефти почти всех Северных месторождений обладают аномальными свойствами – это либо высокопарафинистые нефти, застывающие при положительных температурах, либо тяжелые, высоковязкие нефти, вязкость которых даже при стандартных условиях, колеблется в пределах нескольких сотен, а иногда и тысяч сантипуаз. Высокопарафинистые нефти при низких температурах проявляют резко выраженные неньютоновские (вязкопластичные, вязкоупругие, тиксотропные) свойства, без учета которых организовать рациональную эксплуатацию скважин, сбор, подготовку и транспорт нефтей невозможно. При остановке 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.

Вязкость тяжелых высоковязких нефтей при понижении температуры возрастает до такой степени, что они становятся не транспортабельными.

При транспорте высокопарафинистых нефтей происходит интенсивная парафинизация трубопроводов, снижение их пропускной способности, что значительно усложняет эксплуатацию и ведет к росту трудовых и материальных затрат.

В отечественной и мировой практике подобный прецедент связанный с добычей, сбором, подготовкой и транспортом аномальных нефтей в экстремальных климато-географических условиях ранее не возникал, что предопределяет актуальность проблемы.

Значительный теоретический вклад в разработку проблем добычи углеводородов в районах Крайнего Севера и многолетней мерзлоты внесли: Мирзаджанзаде А.Х., Коновалов В.А., Дементьев В.А., Халтурин В.В., Зарх В.,М., Лихолай В.К., Черепанов Ф.И., Пелевин В.В., Байдилов Ю.Н., Владимиров А.А., Рузин Л.М., Латыпов А.З., Губарев А.Г., Калимуллин Н.Г., Аметов И.М., Антипов В.Н., Дегтярев В.Н., Губин В.Е., Шаммазов А.М., Коршак А.А., Тугунов П.И., Мукук К.В., Быков И.Ю., Буслаев В.Ф., Цхадая

Н.Д., Требин Г.Ф., Юфин В.А., Челинцев С.Н., Прохоров А.Д., Мищенко И.Т., Губанов Б.Ф., Коротков В.М., Федоринов А.И. и др.

Работа выполнена по планам научно-исследовательских работ Печорского научно-исследовательского и проектного института «ПечорНИПИнефть», производственного объединения «Коминнефть»; в соответствии с Координационным планом ГКНТ при СМ СССР на 1976-1980 гг (Постановление СМ СССР №640 от 16.12.75 и ГКНТ №45 от 18.11.76), Целевой комплексной научно-исследовательской программой на 1981-1985 гг (Постановление ГКНТ при СМ СССР и Госплана СССР №515) 271 от 29.12.81г, Правительственной программой на 1987-1991гг (Постановление СМ СССР №539 от 08.05.87 гг) Программами НИР и ОКР (СМН), темы №№9716, 9915, тематических госбюджетных НИР УГТУ на 1997 – 2004, темы №№02.2.02.1, 37/01,23/02.

**Цель работы.** Разработать принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей в условиях Крайнего Севера, характеризующегося распространением многолетней мерзлоты и низкими значениями зимних температур.

**Основными задачами исследования являются:**

- выполнить анализ условий добычи аномальных нефтей в районах Крайнего Севера – установить основные факторы, влияющие на управление их реологическими свойствами;
- создать методологию исследования реологических свойств аномальных нефтей, включающую комплект обязательного приборно-измерительного лабораторного оборудования, методик исследований и методов обработки их результатов;
- провести комплекс исследований реологических свойств аномальных нефтей при термобарических условиях, возникающих при эксплуатации скважин, в системах сбора, подготовки и транспорта нефти на месторождениях Европейского Севера;
- сформулировать принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей в условиях низких транспортных температур и многолетней мерзлоты;
- разработать рекомендации по совершенствованию систем эксплуатации скважин, систем сбора, подготовки и транспорта нефти на основе принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей;
- представить комплект руководящей нормативно-методической документации для реализации процессов управления реологическими свойствами аномальных нефтей;
- реализовать разработанные принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей при разработке северных нефтяных месторождений, содержащих залежи аномальных нефтей;
- оценить экономическую целесообразность разработанных решений.

### Научная новизна:

- установлено, что комплекс управления реологическими свойствами аномальных нефтей включает 6 видов воздействия на нефть и ее смеси: газонасыщение, термообработка, разбавление; механическое воздействие; химическая обработка, электросиловое воздействие.
- выявлено, что при газонасыщении внутреннее рабочее давление в любой точке нефтепровода, аппарата или оборудования должно быть больше давления сепарации и подчиняться зависимости  $P_{\text{раб}} \leq P_{\text{нас}} + (0,05 \div 0,1)$  МПа, а оптимальное количество ступеней сепарации составляет 3 ( $0,6 \div 0,4$ ;  $0,4 \div 0,6 - 0,08$ ;  $0,08 \div 0,1$  МПа);
- определено, что оптимальная температура термообработки составляет  $80 \div 90^\circ\text{C}$ , а максимальный реологический эффект достигается управлением темпа охлаждения со скоростью  $20^\circ\text{C}/\text{час}$  в диапазоне температур от  $80 \div 90^\circ\text{C}$  до  $40^\circ\text{C}$ , причем период последействия подчиняется логарифмическому закону и при температуре термообработки  $80^\circ\text{C}$  равен 100ч, при  $85^\circ\text{C}$  – 650ч, а при  $90^\circ\text{C}$  – более 2000ч;
- показано, что при доле разбавителя, обеспечивающего температуру застывания смеси на  $10^\circ\text{C}$  больше температуры окружающей среды, достигается бесконечный эффект последействия;
- обнаружено, что производительность трубопровода повышается в 1,5 раза при пяти-шестикратном разрушении по 30 мин единицы объема аномальной нефти со скоростью  $70 \text{ с}^{-1}$  и с последующей барообработкой в режиме  $\frac{20 \text{ МПа} \times \text{циклов}}{\text{мин}}$ .
- впервые установлено, что высокопарафинистые нефти в газонасыщенном состоянии обладают вязкоупругими свойствами.
- установлено, что величина пускового давления при восстановлении процесса перекачки неньютоновских смесей подчиняется зависимости  $\Delta P = (\tau_{\text{ст}} \cdot 2L) / R$ , где  $\tau_{\text{ст}}$  – статическое напряжение сдвига;  $R, L$  – радиус и длина трубопровода.
- замечено, что скорость распространения температурного поля в застывающей нефти представляет собой степенную функцию  $H = m \cdot T^n$ , зависящую от эмпирических коэффициентов  $m$  и  $n$ , характеризующих аномальность свойств нефти.

### Методы исследований.

В работе использованы лабораторные, стендовые, промышленные и аналитические методы исследований.

### Основные защищаемые положения.

- методология исследований реологических свойств аномальных нефтей и их смесей.
- комплект обязательного лабораторного оборудования и приборов применяемых при исследованиях аномальных нефтей.

- результаты исследований реологических свойств аномальных нефтей в термобарических условиях эксплуатации скважин, систем сбора, подготовки и транспорта нефти на месторождениях Европейского Севера.
- принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей.
- комплекс технических и технологических решений по эксплуатации скважин, систем сбора, подготовки и транспорта нефти на основе разработанных принципов управления реологическими свойствами аномальной нефти.
- комплект руководящих и нормативных документов регламентирующих принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей в условиях низких температур окружающей среды.
- реализованные технические и технологические решения по совершенствованию систем эксплуатации скважин, сбора, подготовки и транспорта нефти.
- полученные зависимости реологических параметров от методов воздействия, определяющих принципы управления реологическими свойствами.

### **Практическая ценность и внедрение результатов работы**

Основными практическими результатами диссертационной работы являются:

Магнитный аппарат для предотвращения отложений парафина в насосно-компрессорных трубах и выкидных трубопроводах от скважин (а.с. № 1296513). Более 300 аппаратов применено на Пашнинском, Мичаюском, Савиноборском, Западно-Тэбукском, Возейском (пермо-карбоновая залежь) месторождениях. Экономический эффект от их применения составил более 4 млн. рублей (цены 1982-1985г.г.).

Электромагнитные аппараты (а.с. № 929587) для предотвращения отложения парафина в промысловых нефтепроводах (серебряная медаль ВДНХ) нашли применение на Усинском нефтяном месторождении (девонская залежь) экономический эффект составил более 1 млн. рублей.

Разработанная на уровне изобретения Технология подготовки высоковязкой нефти к транспорту (а.с. №1467078) внедрена на УПН «Усинсктермнефть» с экономическим эффектом более трех миллионов рублей (в ценах 1989 года). Частично используется до настоящего времени.

Транспорт высокопарафинистой нефти в газонасыщенном состоянии; применен при первоначальной эксплуатации магистральных нефтепроводов «Возей-Уса» (L=57 км, D=720мм) и «Уса-Ухта» (L=406 км, D=720 мм). Экономический эффект составил более 3 млн. рублей (цены 1973 года).

Транспорт высокопарафинистых нефтей в смеси с высокосмолистыми «тяжелыми» нефтями и введением депрессорных присадок применяется на магистральных нефтепроводах «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» общей протяженностью более 1500 км с 1975 года по настоящее время.

Технологические и технические решения, нашли применения на нефтепроводах «Кыртыель-Чикшино», «Харьяга-Усинск», «Хыльчую-Харьяга», «Титов-Харьяга», «Ардалинское-Харьяга».

Комплект приборов и установок для лабораторных исследований аномальных нефтей применяется в институтах: «ПечорНИПИНефть», «ВНИИнефть», ИПТЭР, ОАО «Северные МН» и других организациях.

Комплект отраслевых руководящих документов:

- РД 39-30-675-82 "Временная инструкция по безопасной эксплуатации объектов магистрального транспорта при перекачке газонасыщенных нефтей по нефтепроводу "Уса-Ухта".
- Стандарт предприятия (объединение "Коминнефть") "Временный технологический регламент по эксплуатации установок подготовки нефти НГДУ "Усинскнефть" на период проведения промышленного эксперимента по перекачке газонасыщенной нефти по нефтепроводу "Уса-Ухта".
- Стандарт предприятия (Управление северными магистральными нефтепроводами). "Временный регламент эксплуатации магистрального нефтепровода "Уса-Ухта" при перекачке газонасыщенных нефтей северных месторождений Коми АССР"
- РД 39-029-20. Временные нормы по проектированию электроподогрева трубопроводов промыслового сбора и транспорта нефти (АСЭ).
- РД 38-081-91 Методическое руководство по определению реологических свойств неньютоновских нефтей.
- Разработанные в процессе работы над диссертацией комплекты конструкторской документации на приборы и оборудование.

Теоретические и практические результаты работы используются при чтении лекций, выполнении лабораторных и практических работ, курсовых и дипломных проектов по дисциплинам: «Проектирование нефтегазопроводов», «Подготовка нефти и газа», «Сооружение нефтегазопроводов, насосных и компрессорных станций», НИРС в Ухтинском государственном техническом университете.

На базе проведенных исследований Ухтинским государственным техническим университетом и Российским государственным университетом нефти и газа им. И.М. Губкина, издано справочное руководство «Исследование реологических свойств нефти», допущенное УМО нефтегазовых вузов Российской Федерации по высшему образованию в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлению 553600 «Нефтегазовое дело» и специальностям 090700 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 090800 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

#### **Результаты диссертационной работы докладывались:**

На Коми республиканской научной конференции, Ухта, 1973 г; на второй Коми республиканской научной конференции, Ухта, 1974 г; на Всесоюзном совещании по применению неньютоновских систем в нефтедобыче, Ухта, 1977

г; на юбилейной областной научно-технической конференции, Ухта, 1977 г; на научно-практической конференции, посвященной 50-летию нефтяной и газовой промышленности Коми АССР, Ухта, 1979 г; на II Всесоюзной научно-технической конференции по трубопроводному транспорту нефти и газа, Уфа, 1982 г; на Всесоюзном научно-техническом совещании «Современное состояние техники и технологии сбора и подготовки сероводородсодержащих, вязких и обогащенных механическими примесями нефтей», Саратов, 1982 г; на II областной теоретической школе – семинаре «Термодинамика процессов нефтедобычи», Тюмень, 1983 г; на Всесоюзном семинаре «Пути повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации разработки нефтяных месторождений технологических процессов», Ухта, 1983 г; на Всесоюзном совещании по применению неньютоновских систем в нефтедобыче, Усинск, 1984 г; на Всесоюзном совещании «Применение неньютоновских систем для повышения нефтеотдачи в технологических процессах нефтегазодобычи», Ухта, 1985 г; на Всесоюзном совещании «Применение неньютоновских систем в технологических процессах нефтедобычи», Уфа, 1987 г; на научно-технической конференции «Проблемы обустройства месторождений с аномальными нефтями в районах распространения многолетнемерзлых пород», Ухта, 1988 г; на научно-технической конференции «Состояние и проблемы разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами углеводородов в Республике Коми», Ухта, 1997 г; на международной конференции-семинаре имени Д.Г. Успенского «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей», Ухта, 1998 г; на международной конференции во Фрайберге «Probleme angewandter Stromungs forschung», Freiberg, 1998 г; на международной конференции «Передовые технологии на пороге 21 века», Москва, 1998 г; на региональной научно-практической конференции «Социально-экономические проблемы топливно-энергетического комплекса», Ухта, 1998 г.; на 2-ой региональной научно-практической конференции «Актуальные проблемы геологии нефти и газа», Ухта, 1999 г; на межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы добычи, подготовки и транспорта нефти и газа», Ухта, 2000 г; на межрегиональной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтепромысловой и буровой механики» Ухта, 2001 г; на первой Всероссийской Геофизической конференции-ярмарке «Техэкогеофизика – новые технологии извлечения минерально-сырьевых ресурсов в XXI веке», Ухта, 2002 г; на Всероссийской конференции Большая нефть. Реалии. Проблемы. Перспективы. «Нефть и газ Европейского Северо-востока», Ухта, 2003 г.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 114 работ, в том числе два научно-технических обзора и «Учебное пособие» допущенное УМО нефтегазовых вузов Российской Федерации, в качестве учебного пособия для студентов специальности 090600 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 090700 – «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», 090800 – «Бурение нефтяных и газовых скважин».

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, семи глав и заключения изложенных на страницах, включая рисунков, таблиц, списка библиографических источников и приложений.

Автор благодарен ученым и производственникам, являющимися соисполнителями и соавторами изобретений, технических и технологических решений и оказавшим помощь автору в работе:

«ПечорНИПИНефть» - Губанову Б.Ф., Владимирову А.А., Филиппову П.Г., Берникову М.В., Буслаеву В.Ф., Быкову И.Ю., Мингалимову Х.Я., Зарху В.М., Халтурину В.В., Дементьеву В.А., Черепанову Ф.И., Сапгиру Б.Л., Зюзеву А.Н., Давыдову В.А., Кравченко Г.М., Соколовой С.В., Виноградовой И.В., Климентьевой Т.П., Паневой А.З., Корох Н.И., Иванову О.Б., Белову Е.Л., Гончарову И.И., Хомутникову Р.П., Исуповой В.В., Носову В.В., Низовцевой Р.Н., Коноваловой Л.В., Чупрову Г.С.

ВНИИнефть – Аметову И.М., Требину Г.Ф., Скороварову Ю.Н.

ВНИИСПТнефть – Губину В.Е., Сквородникову Ю.А., Скрипникову Ю.В., Пядину М.Н., Корнилову Г.Г., Рахматулину Ш.И.

Гипростокнефть – Дегтяреву В.Н., Диденко В.С.

Уфимского нефтяного института – Тугунову П.И., Коршаку А.А.

МИНХ и ГП им. И.М. Губкина – Юфину В.А., Челинцеву С.Н.

Объединения «Коминнефть» - Байдикову Ю.Н., Лихолаю В.К., Гуменюку А.С., Стрельчуку А.К., Горбатову В.С., Коновалову Д.В., Губареву А.Г., Калимулину Н.Г., Аллахвердян В.А., Федоринову А.И., Латыпову А.З., Кармановскому В.Е., Потологицину В.В., Богданову О.А., Гуревичу Г.С., Калмыкову В.П., Жутаеву А.П.

УСМН – Пелевину В.В., Короткову В.П., Конради В.В., Лядовой Н.В., Бакуте А.Г.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность проблемы, поставлена цель работы, задачи исследований, представлена научная новизна исследований, практическая ценность и внедрение результатов исследований.

**В первой главе** приведены физико-химические свойства и состав нефтей месторождений Европейского Севера. Показано, что к аномальным нефтям относятся те из них, которые характеризуются высокой плотностью и вязкостью, высоким содержанием парафина и смол. Проведен анализ существующих методов исследования реологических свойств аномальных нефтей. Выявлено, что для аномальных нефтей существующие методики не пригодны, а принципы управления реологическими свойствами не разрабатывались. Проанализировано существующее положение разработки месторождений с аномальными нефтями в условиях низких температур окружающей среды. Рассмотрено состояние нормативно-технической и методической документации по управлению реологическими свойствами аномальных нефтей.

В результате проведенного анализа было установлено, что:

- методология исследований реологических свойств аномальных нефтей с учетом термобарических условий эксплуатации скважин, в системах сбора, подготовки и транспорта, особенно в условиях низких температур окружающей среды на начало проведения исследований отсутствовала;
- отсутствовали сформулированные принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей.
- не разрабатывалась нормативно-техническая документация регламентирующая управление реологическими свойствами аномальных нефтей.
- традиционные технологические процессы эксплуатации скважин, системы сбора, подготовки и транспорта нефти оказались непригодными при добыче аномальных нефтей.

Решению этих задач посвящена настоящая диссертация.

**Во второй главе** предложена методология исследования реологических свойств аномальных нефтей.

Структурно методология включает комплекс усовершенствованных и вновь разработанных методик и методов исследования аномальных нефтей на специально сконструированном и изготовленном лабораторном оборудовании, включающем оригинальные установки и измерительные приборы, адаптированные для условий высокой вязкости, газонасыщенности, парафинизации и атипичной реологии.

Все это позволило провести исследования как дегазированных, так и газонасыщенных нефтей из трубопроводов и скважин при условии имитации естественных термобарических параметров, сложившихся в конкретных условиях эксплуатации, сбора, подготовки и транспорта добытого продукта.

Основная установка для исследования реологических свойств нефтей в широком диапазоне температур и давлений приведена на рис. 1. К ней дополнительно были разработаны: ротационный вискозиметр для исследования газонасыщенной нефти (защищен а.с. № 1522900); система автоматического поддержания давления; система автоматического термостатирования; установка для определения статического напряжения сдвига; плотномер; прибор для определения температуры застывания нефти, вискозиметр для исследования высоковязких «тяжелых» нефтей; устройство для исследования фазовых переходов (а.с. № 1033932), смеситель для приготовления смеси нефтей и установка для исследования методов воздействия на свойства нефти в магнитном и электромагнитном полях. Это необходимый и достаточный комплекс лабораторного оборудования для исследования аномальных нефтей, обеспечивающий возможность имитации естественно сложившихся термобарических условий при добыче, сборе, хранении и транспорте.

Методическая часть исследований реологических свойств состоит из двух разделов: исследование дегазированных нефтей и исследование газонасыщенных нефтей. Каждая часть включает методики с рекомендациями по выбору приборов и их подготовки к работе, отбору проб, проведению исследований и обработке полученных результатов исследований.

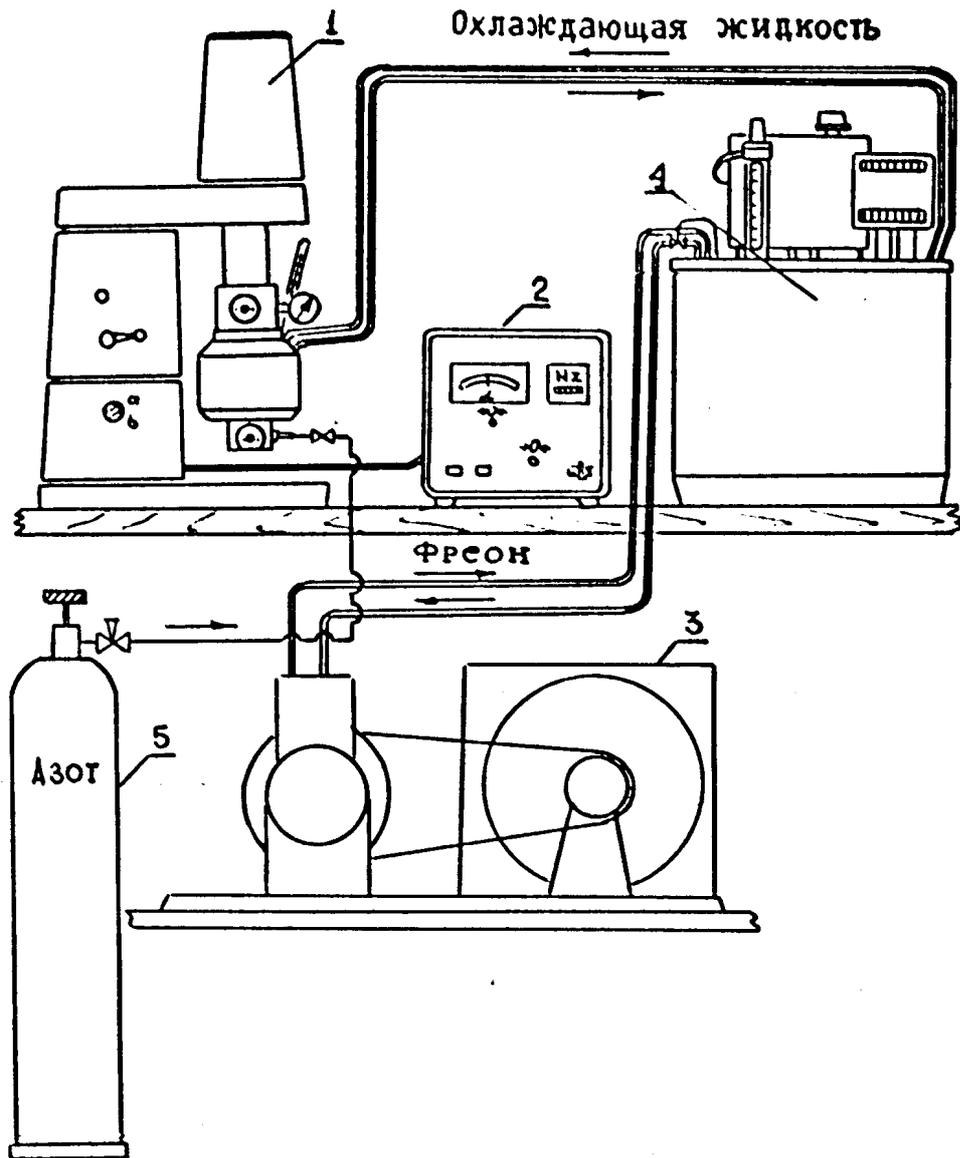


Рис. 1. Установка для исследования реологических свойств нефтей

- 1 – вискозиметр;
- 2 – регистрирующий узел;
- 3 – компрессор;
- 4 – термостат;
- 5 – баллон с газом.

**В третьей главе** – разработаны основные принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей.

На основе разработанной методологии изучены изменения реологических свойств аномальных нефтей месторождений Европейского Севера в широком интервале температур и давлений, характерных для технологических процессов эксплуатации скважин, систем сбора, подготовки и транспорта нефти в условиях низких температур окружающей среды при химических и физических методах воздействия на нефти и их смеси.

Исследованы следующие методы управления.

Газонасыщение. Сущность метода заключается в том, что при сепарации нефти (ДНС, УПСВ, УПН) в ней оставляют от 10 до 20  $\text{нм}^3/\text{м}^3$  попутного нефтяного газа (что соответствует давлениям сепарации 0,4-0,6 МПа) и далее до потребителя нефть транспортируют в однофазном состоянии с газом.

Оценка влияния газонасыщения на реологические свойства высокопарафинистых нефтей при различных давлениях сепарации в области температур эксплуатации скважин, промышленного сбора, подготовки, межпромыслового и магистрального транспорта, выполнена на нефтях и их смесях Усинского, Возейского, Харьягинского и Грубешорского месторождений Европейского Севера.

На рисунках 2 и 3 в качестве примера, показано изменение реологических свойств смесей высокопарафинистых нефтей Усинского, Возейского и Харьягинского месторождений для разгазированных и газонасыщенных смесей при  $P_c=0,0$  МПа и  $P_c=0,6$  МПа при температурах 0; 5; 10; 15 и 20 $^{\circ}\text{C}$ , а на рисунках 4,5,6 показано изменение реологических параметров при температуре 0 $^{\circ}\text{C}$  (расчетная температура транспорта нефти) при различных давлениях сепарации для нефтей Усинского, Возейского и Грубешорского месторождений.

Исследования показали, что высокопарафинистые нефти в газонасыщенном (однофазном) состоянии при газосодержании 10-20  $\text{нм}^3/\text{м}^3$  (что соответствует давлениям сепарации 0,5-0,6 МПа) имеют вязкость, статическое и динамическое напряжения сдвига и модуль упругости при температурах их транспорта 0÷5 $^{\circ}\text{C}$  в 5-10 раз меньше, чем дегазированные. При этом эффект снижения вязкости и других реологических параметров тем выше, чем ниже температура нефти. Температура застывания газонасыщенных нефтей также на 10-15 $^{\circ}\text{C}$  ниже дегазированной. Это позволяет рекомендовать транспорт высокопарафинистых нефтей в газонасыщенном (однофазном) состоянии.

В результате лабораторных, стендовых и промышленных исследований показано, что высокопарафинистые нефти и их смеси с тяжелыми высоковязкими нефтями при низких температурах проявляют не только вязкопластичные, но и вязкоупругие свойства, что подтверждается качественной и количественной их оценками. При этом установлено, что вязкоупругопластичные свойства нефти северных месторождений проявляются при низких температурах (5 $^{\circ}\text{C}$  и ниже). Определены значения реологических характеристик нефтей и их смесей в зависимости от температуры и давления сепарации. Результаты исследований приведены в таблицах 1 и 2.

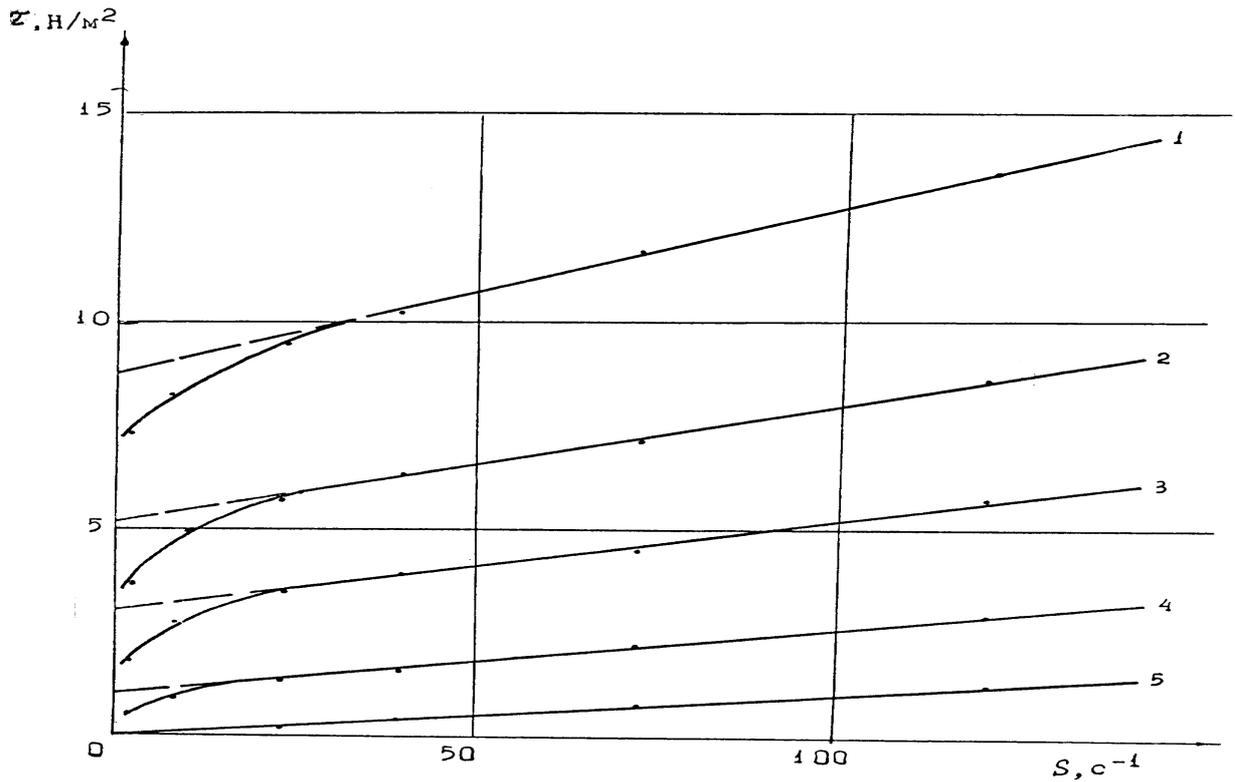


Рис. 2. Кривые течения смеси нефтей (Усинской 43% + Возейской 43% + Харьягинской 14%) при  $P_c = 0,0$  МПа  
1-5 – температура соответственно 0; 5; 10; 15; 20°C.

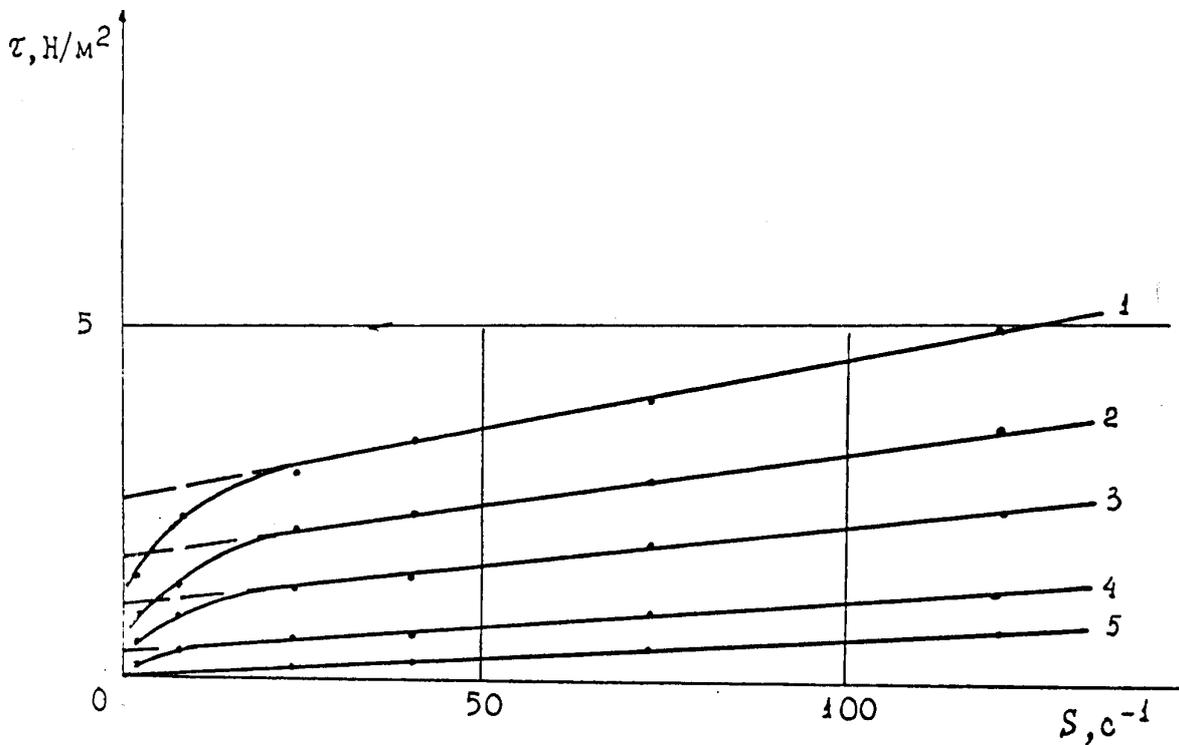


Рис.3. Кривые течения смеси нефтей (Усинского 43% + Возейского 43% + Харьягинского 14%) при  $P_c = 0,6$  МПа  
1-5 – температура соответственно 0; 5; 10; 15; 20°C.

При выводе уравнений движения любой жидкой среды в трубах, каналах, пористых средах предполагается, что на выделенный элементарный объем жидкости действуют объемные и поверхностные силы. Под действием приложенных напряжений в жидкости развиваются деформации, которые зависят от свойств жидкости. В обычных (ньютоновских) жидкостях скорости деформации прямо пропорциональны приложенным напряжениям. Вместе с тем многие жидкие системы проявляют нелинейную зависимость скорости деформации от напряжения, и во многих аномальных средах процессы развития деформаций и напряжений носят неравновесный характер. Эти среды обладают обычно вязкими, пластическими, упругими и тиксотропными свойствами.

Реологическое уравнение для нелинейных вязкопластичных сред предлагается в виде:

$$\tau^n = \tau_0^n + (\eta_0 S)^m \quad (1)$$

где  $\tau_0$  – предельное напряжение сдвига;

$\eta_0$  – коэффициент эффективной вязкости;

$S$  – скорость сдвига;

$m, n$  – параметры, определяемые экспериментальным путем по данным вискозиметрических измерений.

Проявление жидкостями вязкоупругих свойств при определенных условиях деформирования связано с тем, что скорости деформации и напряжения в них зависят от времени воздействия на систему. Впервые на возможность проявления вязкоупругих свойств у нефтей указал А.Х. Мирзаджанзаде. Такие нефти, как правило, содержат в своем составе большое количество асфальтенов и парафина.

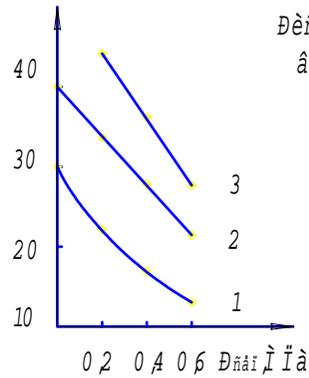
Вязкоупругие свойства жидких сред можно оценить, применяя специальные приборы, измеряющие касательные и нормальные напряжения. Однако в связи с тем, что использование этих приборов для технических целей ограничено, в инженерных расчетах широко используются данные ротационной вискозиметрии.

Ротационные вискозиметры дают возможность определить касательное напряжение сдвига  $\tau_{1-2} = \tau$  и вычислить эффективную вязкость  $\eta_0 = \frac{\tau}{S}^{1-2}$ .

В работе указано, что определенная таким образом величина  $\eta_0$  не может служить мерой вязкости для жидкости, обладающей вязкоупругими свойствами, так как, согласно теоретическим предпосылкам, её необходимо было бы испытывать в условиях чистого сдвига. В ротационном вискозиметре, где вязкоупругая жидкость подвергается длительному ламинарному сдвигу, лишь часть напряжения тратится на преодоление вязкого сопротивления, а другая часть – на преодоление нормальных напряжений при сдвиге.

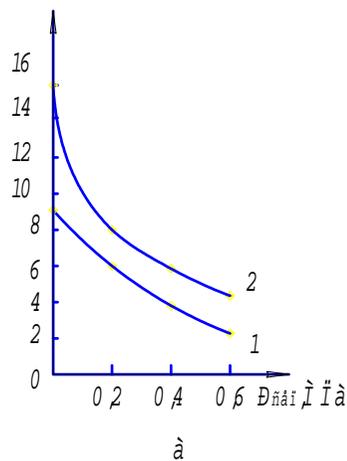
Это обстоятельство приводит к тому, что при использовании реологического уравнения (1) для определения потерь давления в трубопроводе с вязкоупругой жидкостью возникает существенное расхождение с

$\eta_{i \times \tilde{n}}$

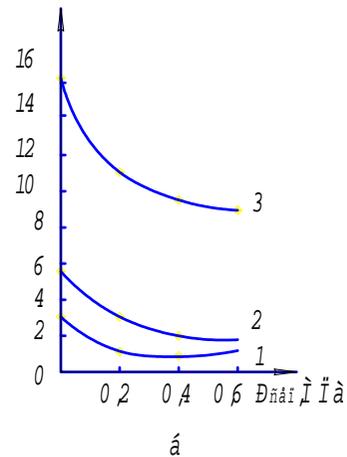


Đèñ. 4. Èçìáíáíèá ìèàñò è-àñéíé àÿçéíñò è á çààèñèìíñò è ìò ààáéáíèÿ ñáíàðàòèè ( $t=0$  °Ñ):  
 1 - Óñèíñéíá ìáñò ìðíæááíèá  
 2 - Áíçáéñéíá ìáñò ìðíæááíèá  
 3 - Æðóááø ìðñéíá ìáñò ìðíæááíèá

$t_{\tilde{n}0} \tilde{I} / \tilde{i}^2$

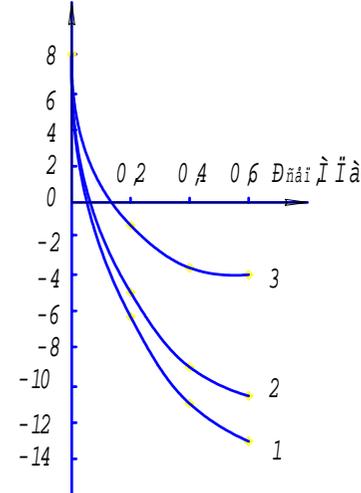


$t_{\tilde{n}1} \tilde{I} / \tilde{i}^2$



Đèñ. 5. Èçìáíáíèá ñò àð è-àñéíáí (à) è àèíàìè-àñéíáí (á) íáíðÿæáíèé ñááèàà á çààèñèìíñò è ìò ààáéáíèÿ ñáíàðàòèè ( $t=0$  °Ñ):  
 1 - Óñèíñéíá ìáñò ìðíæááíèá  
 2 - Áíçáéñéíá ìáñò ìðíæááíèá  
 3 - Æðóááø ìðñéíá ìáñò ìðíæááíèá

$t_{\tilde{c}}, \text{°Ñ}$



Đèñ. 6. Èçìáíáíèá ò áìíáðàð óðú çàñò úààíèÿ íáò ò áé á çààèñèìíñò è ìò ààáéáíèÿ ñáíàðàòèè ( $t=0$  °Ñ):  
 1 - Óñèíñéíá ìáñò ìðíæááíèá  
 2 - Áíçáéñéíá ìáñò ìðíæááíèá  
 3 - Æðóááø ìðñéíá ìáñò ìðíæááíèá

Таблица 1.

**Изменение реологических свойств нефтей месторождений Республики Коми  
в зависимости от давления сепарации и температуры**

Давление сепарации $P_{сеп}$ , МПа	Пластическая вязкость нефти, мПа·с, при температуре $^{\circ}\text{C}$				Статическое напряжение сдвига, $\text{H}/\text{m}^2$ при температуре $^{\circ}\text{C}$				Динамическое напряжение сдвига, $\text{H}/\text{m}^2$ при температуре $^{\circ}\text{C}$				Плотность, $\text{кг}/\text{m}^3$	Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$
	0	5	10	15	0	5	10	15	0	5	10	15		
<b>Усинское</b>														
0, 0	40, 0	31, 0	22, 0	14, 0	8, 6	4, 5	0, 3	0, 0	3, 0	2, 6	0, 55	0, 00	0, 838	+5
0, 2	34, 0	26, 0	18, 0	11, 0	6, 4	3, 0	0, 2	0, 0	2, 0	1, 6	0, 35	0, 00	0, 834	-8
0, 4	27, 0	21, 0	14, 0	9, 0	4, 2	2, 0	0, 0	0, 0	1, 6	1, 2	0, 25	0, 00	0, 829	-9
0, 6	21, 0	16, 0	11, 0	7, 0	2, 6	1, 6	0, 0	0, 0	1, 0	0, 8	0, 20	0, 00	0, 827	-11

16

Таблица 2.

**Значение Кроссовской вязкости и модуля упругости в зависимости от температуры и давления сепарации**

Месторождений	Давление сепарации, МПа	Значения Кроссовской вязкости, мПа·с, при температурах, $^{\circ}\text{C}$				Значения модуля упругости, Па, при температурах, $^{\circ}\text{C}$			
		0	5	10	15	0	5	10	15
Усинское	0,0	0,223	0,183	0,129	-	0,417	0,432	0,261	-
	0,2	0,108	0,084	0,064	-	0,345	0,343	0,110	-
	0,4	0,105	0,074	0,056	-	0,329	0,195	0,090	-
	0,6	0,084	0,072	-	-	0,316	0,164	-	-

результатами эксперимента. Ниже предлагается расчетная модель установившегося движения вязкоупругопластичной жидкости в трубопроводе, позволяющая использовать данные вискозиметрических измерений.

Уравнение равновесия выделенного объема жидкости в трубопроводе имеет вид:

$$\Delta P \pi r^2 = (\tau - \tau_0) \cdot 2\pi r l \quad (2)$$

где  $r$  – текущий радиус, м;

$l$  – длина выделенного участка, м.

Связь между напряжениями и деформациями определяется в виде:

$$\tau - \tau_0 = \eta_s S, \quad (3)$$

В работе указано, что эффективная вязкость, определяемая по данным ротационной вискозиметрии как  $\eta_s = \frac{\tau}{S}$ , не может служить мерой вязкости для жидкости, обладающей вязкоупругими свойствами. Если жидкость в условиях ламинарного сдвига проявляет обратимую деформацию, то между главными осями эллипсоидов напряжения и скорости деформации наблюдается угловое расхождение. При этом лишь часть напряжения тратится на преодоление вязкого сопротивления и с увеличением напряжения сдвига расхождение будет расти, что приведет к соответствующему изменению экспериментального значения вязкости. Учитывая данную поправку, истинное значение коэффициента вязкости, соответствующего деформации чистого сдвига, получено в виде:

$$\eta_t = \eta_s \left[ 1 + \frac{(\tau - \tau_0)^2}{4G^2} \right]^{1/2} \quad (4)$$

где  $G$  – модуль упругости жидкости при сдвиге.

Соотношение (4) можно записать также в виде:

$$\frac{1}{\eta_s^2} = \frac{1}{\eta_t^2} + \frac{(\tau - \tau_0)^2}{4 \cdot \eta_t^2 \cdot G^2}, \quad (5)$$

Из (5) следует, что для линейных вязкоупругих сред ( $\eta_t = \text{const}$ ,  $G = \text{const}$ ) между величинами  $\frac{1}{\eta_s^2}$  и  $\tau^2$  существует линейная связь. Это позволяет по данным обычной ротационной вискозиметрии определить истинную вязкость  $\eta_t$  и модуль упругого сдвига  $G$ .

Определены значения реологических характеристик нефтей и их смесей в зависимости от температуры и давления сепарации. В итоге предложено уравнение для гидравлического расчета нефтепроводов по которым транспортируются вязкоупругие нефти:

$$Q = \frac{32 L^3 G^2 \pi}{\eta_t \Delta P^3 15} \left\{ \begin{aligned} &12 G^2 [(1 + z_c^2)^{5/2} - 1] + 5(\tau_0^2 - 4G^2) [(1 + z_c^2)^{3/2} - 1] + 60 G \tau_0 \times \\ &\times \left[ \frac{z_c}{4} (1 + z_c^2)^{3/2} - \frac{1}{8} \left[ z_c \sqrt{1 + z_c^2} + \ln(z_c + \sqrt{1 + z_c^2}) \right] \right] \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

$$\text{где } z_c = \frac{\frac{\Delta P \cdot R}{2L} - \tau_0}{2G} \quad (7)$$

где  $\eta_t$  - истинная вязкость;

$\Delta P$  - перепад давления;

$Q$  - расход жидкости;

$\tau_0$  - динамическое напряжение сдвига;

$L$  - длина трубопровода;

$R$  - радиус трубопровода.

Обработка результатов исследований позволила получить ряд зависимостей для расчета реологических параметров неньютоновских нефтей при различных газосодержаниях и температурах.

Зависимость эффективной вязкости от содержания в нефти растворенного газа при фиксированном значении температуры можно выразить формулой

$$\mu_{эн} = \mu_{эо} \cdot \exp[e^{-mt} \cdot V_n] \quad (8)$$

$$m = 10^c \cdot t^k, \quad (9)$$

где  $\mu_{эн}, \mu_{эо}$  – эффективная вязкость газонасыщенной и дегазированной нефти при фиксированном значении температуры, сП;

$c, k$  – коэффициенты, зависящие от содержания парафина в нефти, определяются из графика (рис. 7);

$V_n$  – газосодержание газа в нефти, нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Для расчета пластической вязкости, статического и динамического напряжений сдвига получены зависимости этих параметров от давления сепарации.

Пластическая вязкость

$$\eta_n = \eta_0 - \alpha_0 P_{cen} \quad (10)$$

$$\alpha_0 = \alpha_n + 0,15t \quad (11)$$

где  $\eta_n, \eta_0$  – пластические вязкости газонасыщенной и дегазированной нефти при фиксированном значении температуры, сП;

$P_{cen}$  – давление сепарации, МПа;

$\alpha_0$  – постоянный коэффициент, зависит от состава нефти и нефтяного газа, значения которого для нефтей перечисленных месторождений приведены в табл.3;

$t$  – значение температуры, °С.

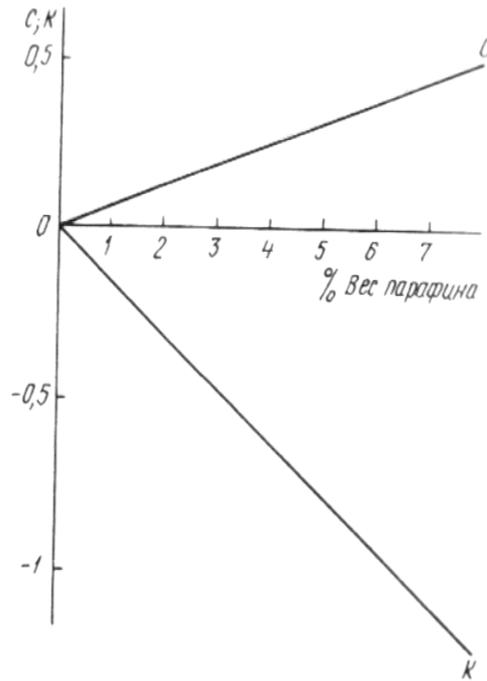


Рис.7. Изменение коэффициентов  $c$  и  $k$  в зависимости от содержания в нефти парафина.

Таблица 3.

Месторождения	Значения коэффициента $\alpha_0$
Усинское	3,30
Возейское	3,00
Грубешорское	3,84

Статическое напряжение сдвига

$$\tau_{cm_n} = \tau_{cm_0} \cdot e^{-mP_{cen}}, \quad (12)$$

Динамическое напряжение сдвига

$$\tau_{dn} = \tau_{do} \cdot e^{-nP_{cen}}, \quad (13)$$

где  $\tau_{cm_n}, \tau_{cm_0}, \tau_{dn}, \tau_{do}$  — соответственно значения статического и динамического напряжений сдвига газонасыщенной и дегазированной нефтей при фиксированных значениях температуры, Н/м<sup>2</sup>;  
 $P_{cen}$  — давление сепарации, МПа;  
 $m$  и  $n$  — коэффициенты (для нефтей указанных месторождений  $m=n=0,14$ ) характеризующие аномальные свойства нефти.

Погрешности определения вязкости и  $\tau_{cm}$  и  $\tau_{dn}$ :

по формуле (8): максимальная — 30%, среднее — 10-12%;

по формуле (10): максимальная — 16-17%, среднее — 3%;

по формуле (12) и (13): максимальная – 22%, среднее – 9%.

Полученные формулы (8)-(13) хорошо совпадают с экспериментальными данными в области температур, где проявляются неньютоновские свойства. Верхнюю границу температуры рекомендуется определять по формуле, предложенной в работе Ю.В. Скрипникова.

$$t = 2,5 + 1,34П, \quad (14)$$

где  $П$  – содержание парафина в нефти, %;

$t$  – температура, выше которой нефти можно считать ньютоновскими жидкостями, °С.

При температурах нефти выше получаемой из формулы (14) вязкость нефти рекомендуется определять по одной из формул, приведенных в диссертации.

Приводятся результаты исследований по термообработке высокопарафинистых нефтей. Для этого был разработан специальный прибор, конструкция которого позволяет проводить термообработку дегазированных и газонасыщенных нефтей с сохранением легких фракций исследуемого продукта.

Исследованиями установлено, что оптимальная температура термообработки – составляет 80-90°С; (это наглядно иллюстрируется на рис.8). При этом пластическая вязкость аномальной нефти принимает устойчивое значение, равное 5-10 мПа·с что обеспечивает безаварийный транспорт нефти. Традиционная технология термообработки – нагрев до 80-90°С, регулируемое охлаждение от температуры нагрева (80-90°С) до расчетной температуры транспорта (для условий Европейского Севера – 0°С) в статике, с известной скоростью – не более 20°С в час, требует строительства резервуарного парка объемом эквивалентным заполнению в течение 4-4,5 часов от проектной производительности головной НПС. Например, для нефтепровода «Уса-Ухта» с производительностью  $Q=18$ млн.т/год требуемый объем резервуарного парка составит 100000 тонн.

В работе предлагается другая технология термообработки– нагрев нефти до 80-90°С и последующее охлаждение до 40°С с регулируемым темпом 20°С/час, затем от 40°С до 0°С – охлаждение с произвольным темпом. Эта технология основана на том, что в любых нефтях процесс кристаллизации заканчивается в условиях регулируемого охлаждения при температуре 40°С и дальнейшее охлаждение независимо от его темпа влияния на формирование реологических свойств не оказывает. Предложенная технология учитывает это обстоятельство и рекомендует закачку термообработанной нефти в трубопровод производить при температуре (80-90°С) с последующим ее регулирующим охлаждением до температуры 40°С непосредственно в трубопроводе. Такая технология позволяет отказаться от сооружения объемного резервуарного парка.

Если система трубопроводов не позволяет осуществить регулируемое охлаждение термообработанной нефти, то максимальная емкость резервуарного парка составит не более 40000 тонн. Кривые течения термообработанной нефти Грубешорского месторождения по общепринятой технологии и по предложенной показаны на рис.9.

Кроме того, были проведены исследования по сохранению подвижности термообработанной нефти Грубешорского месторождения при хранении ее в

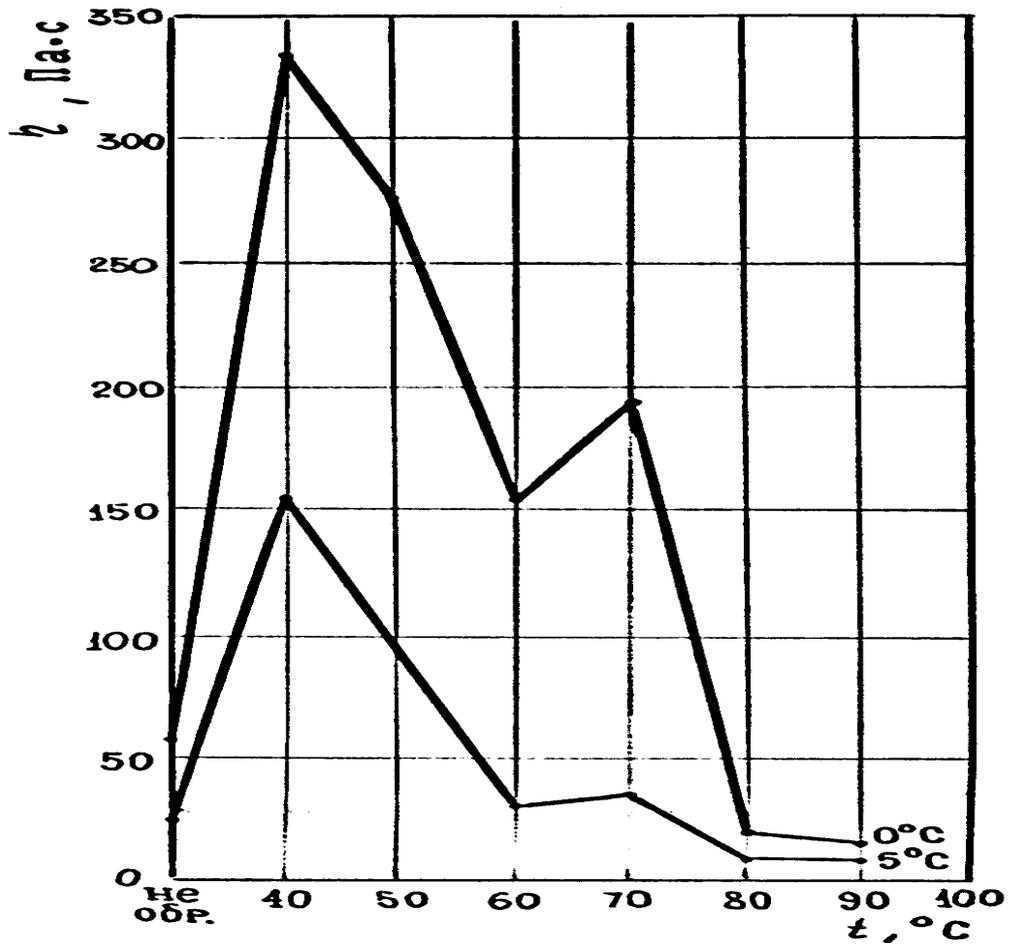


Рис. 8. Изменение пластической вязкости нефти Грубешорского месторождения в зависимости от температуры термообработки

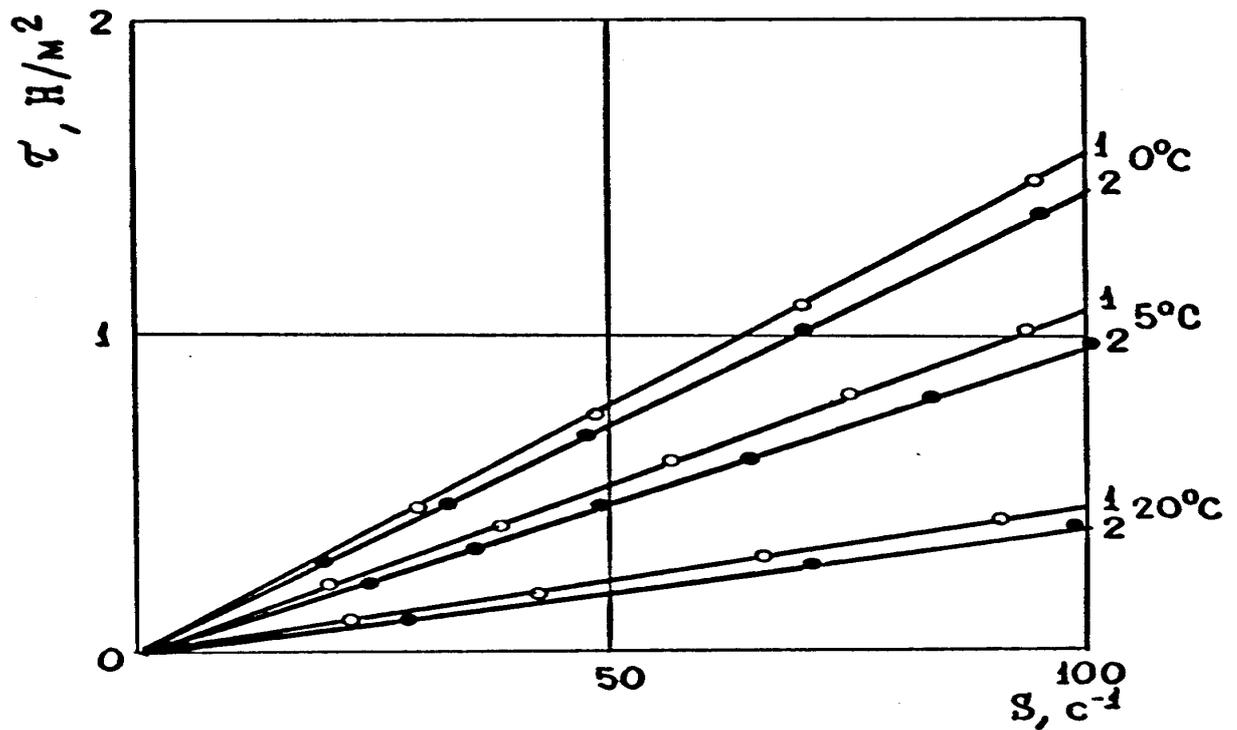


Рис.9. Кривые течения термообработанной нефти Грубешорского месторождения 1 – по общепринятой технологии; 2 – по предложенной технологии.

статике в зависимости от температуры термообработки. Результаты приведены на рис. 10, из которого видно, что термообработка нефти при 80-90<sup>0</sup>С позволяет сохранить подвижность нефти соответственно в течение 100-1000 часов.

Изучены реологические свойства смесей высокопарафинистых нефтей Усинского, Возейского и Харьягинского месторождений с высоковязкой (смолистой) тяжелой нефтью пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Температура застывания тяжелой нефти ниже минус 20<sup>0</sup>С, но вязкость при 0<sup>0</sup>С достигает 34400мПа·с (вязкость газонасыщенной нефти при этой температуре – 18545 мПа·с).

Кривые течения смесей нефтей приведены на рис. 11.

При этом показано, что температуру застывания смесей можно определить по формуле

$$t_3 = t_1 + (t_2 - t_1)(0,66x^2 + 0,34\alpha), \quad (15)$$

где  $t_3$  – температура застывания смеси, <sup>0</sup>С;

$t_1$  – наиболее высокая из температур застывания двух смешиваемых жидкостей, <sup>0</sup>С;

$t_2$  – соответственно, наиболее низкая температура, <sup>0</sup>С;

$x$  – массовая доля нефти с наиболее низкой температурой застывания, <sup>0</sup>С.

Плотность смеси определяется по классической формуле:

$$\rho_{см} = \rho_1 x_1 + \rho_2 x_2,$$

где  $\rho_1, \rho_2$  – плотность смешиваемых компонентов при одинаковой температуре, г/см<sup>2</sup>;

$x_1, x_2$  – содержание компонентов в смеси, долях единицы.

Приводятся также результаты исследований по смешению высокопарафинистых нефтей с другими нефтями и углеводородными жидкостями.

Установлено (таблица 3), что 5-6 последовательных разрушений парафинистой структуры, приводят к тому, что нефть значительно улучшает реологические параметры и не застывает. При этом показано, что наиболее эффективно на реологические параметры действует барообработка с темпом 20 МПа цикл/мин, т.е. максимальное улучшение транспортабельных свойств нефти происходит при баровоздействии на нефть под давлением 1МПа с частотой 20 цикл/мин. Это наглядно показано в таблицах 4,5 по увеличению производительности.

На основании проведенных исследований построен график зависимости относительного расхода нефти в трубопроводе от темпа барообработки (рис.12) (относительный расход нефти – отношение расхода необработанной нефти к расходу после обработки).

Приведены результаты исследований по улучшению транспортабельных характеристик высокопарафинистых нефтей путем обработки их депрессорными присадками.

Показано, что для каждой нефти необходимо подбирать индивидуальную присадку.

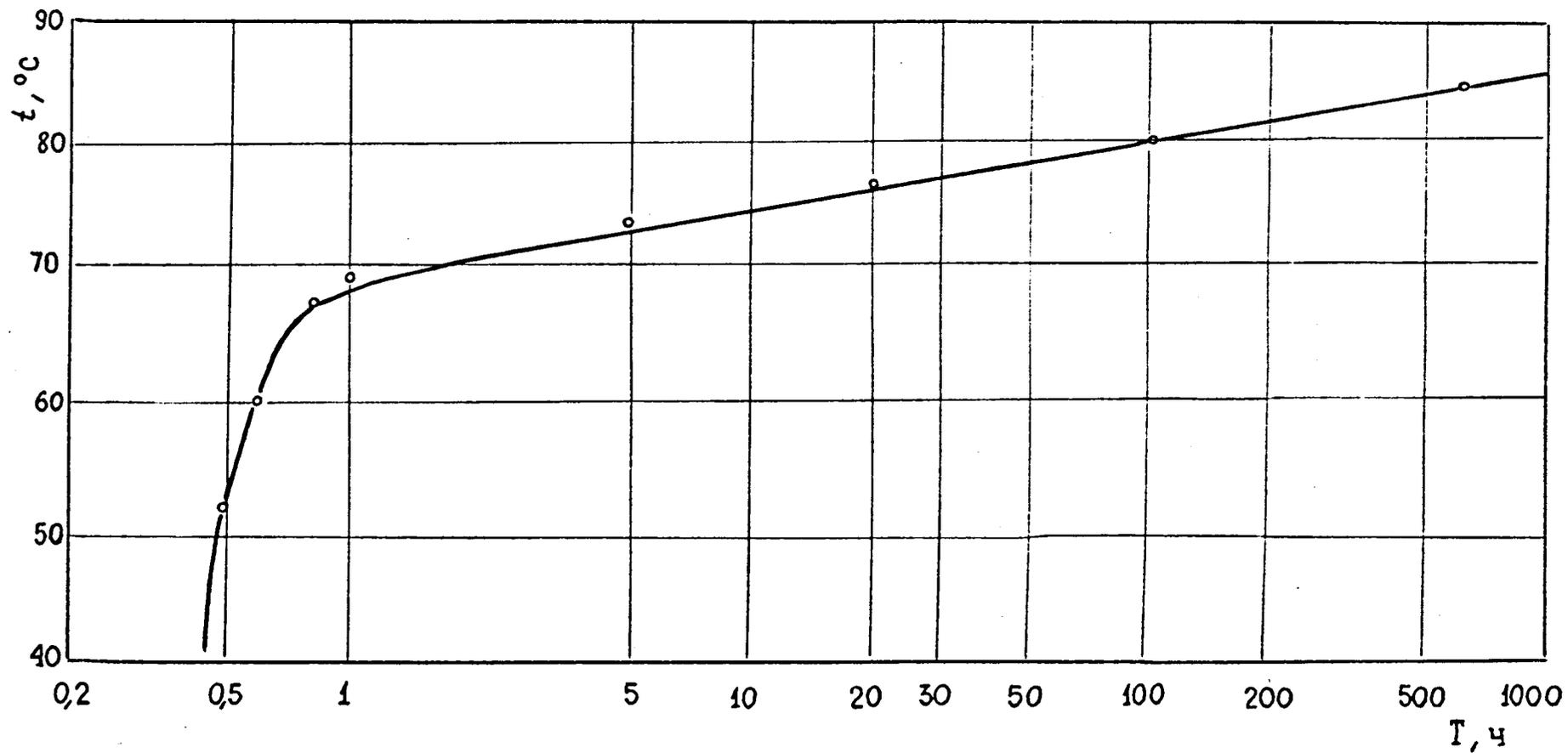


Рис. 10. Влияние температуры термообработки на время потери подвижности нефти Грубешорского месторождения при хранении в статике ( $t = 0^\circ\text{C}$ )

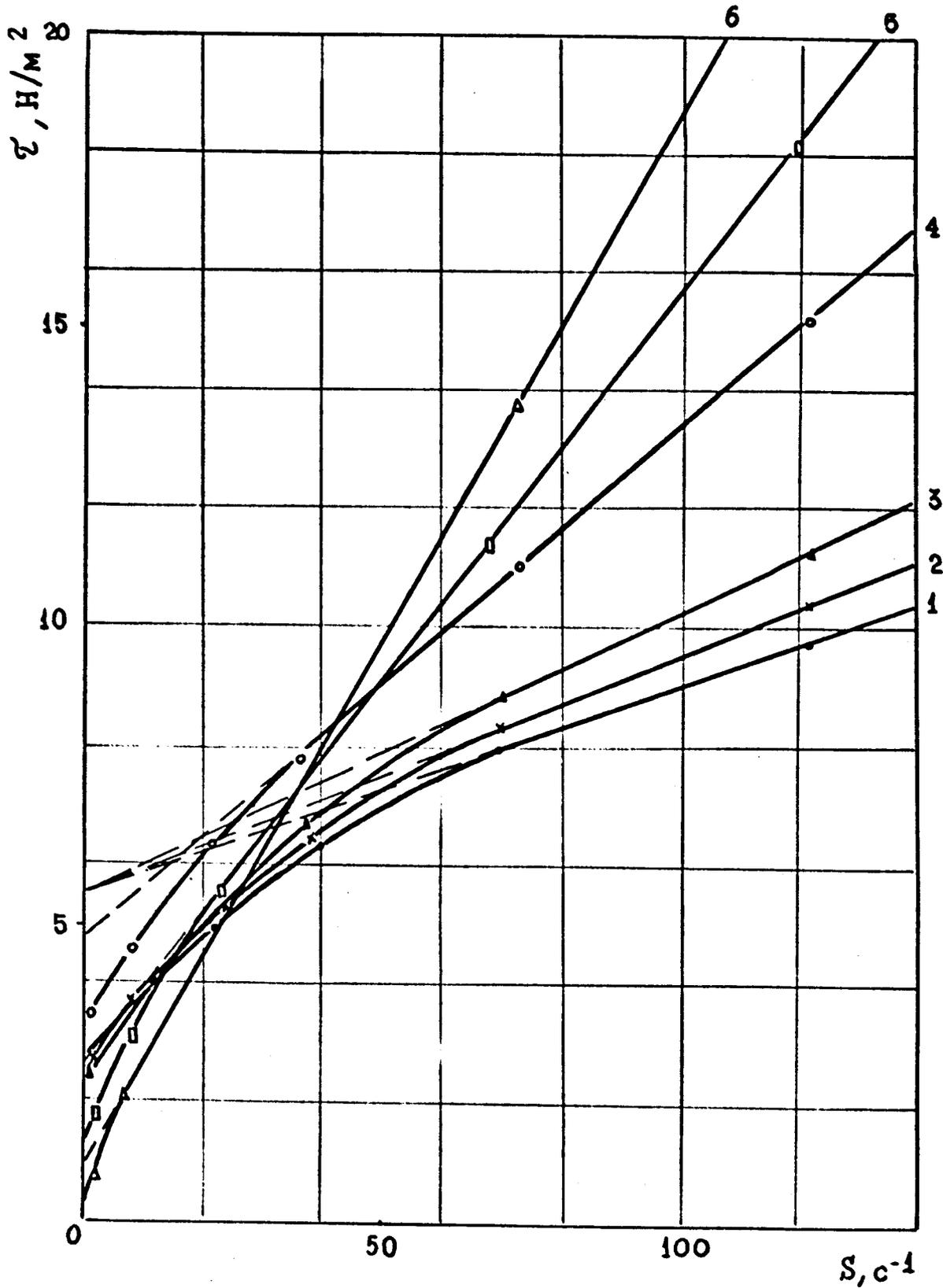


Рис. 11. Кривые течения смеси легких и тяжелых нефтей Усинского, Харьгинского и Возейского месторождений при температуре 0°C

1-6 – соответственно содержание в смеси 0; 5; 10; 20; 30; 40% тяжелой нефти пермо-карбонной залежи

Рассмотренные методы находят эффективное применение для нефтей с содержанием парафина до 10-15%. При содержании парафина более 15-20% предложен ряд комбинированных методов воздействия. Исследования проводились на смеси нефтей Харьягинского месторождения, содержание парафина в которой составило 18%.

Таблица 3.

Периодичность разрушений, ч			
0,5		2,0	
Число разрушений	Статическое Напряжение сдвига, Н/м <sup>2</sup>	Число разрушений	Статическое Напряжение сдвига, Н/м <sup>2</sup>
1	50,0	1	50,0
2	14,1	2	17,2
3	10,3	3	12,3
4	8,8	4	10,3
5	8,2	5	9,3
6	6,9	6	8,6
7	6,8	7	8,0
8	6,8	8	7,2
9	7,0	9	7,0
10	6,9	10	7,2

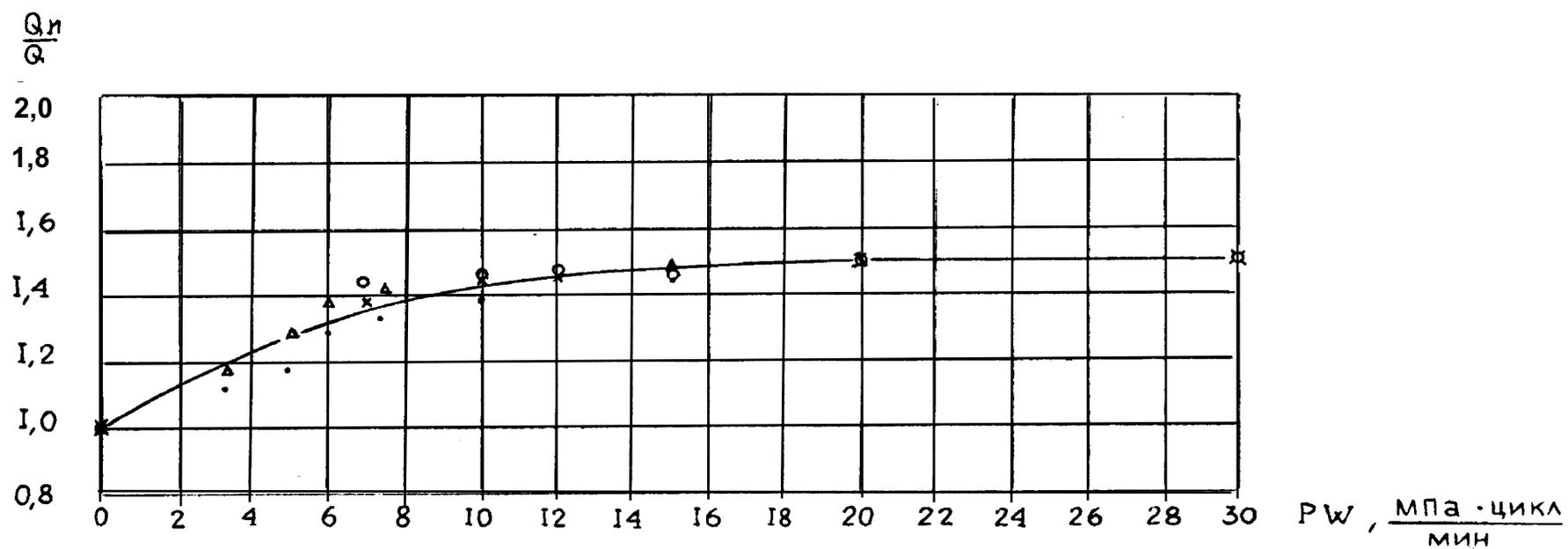
Таблица 4.

Изменение времени релаксации  
от температуры и темпа барообработки

Температура опыта, °С	Время релаксации, С <sup>-1</sup>	Частота барообработки, цикл/мин	Темп барообработки, МПа·цикл/мин	Величина относительной релаксации
0°С	728	-	0,0	1,00
	685	7	3,5	1,06
	658	10	5,0	1,12
	571	20	10,0	1,27
	560	30	15,0	1,30
5°С	345	-	0,0	1,00
	340	7	3,5	1,01
	332	10	5,0	1,04
	275	20	10,0	1,25
	270	30	15,0	1,28

**Изменение производительности  
от температуры и темпа барообработки**

Температура и рабочее давление, °С, МПа	Производительность, М <sup>3</sup> /с	Относительная производительность	Частота барообработки, цикл/мин	Темп барообработки, МПа*цикл/мин
t = 0 <sup>0</sup> С P = 0,5 МПа	0,018	1,00	0	0,0
	0,020	1,11	7	3,5
	0,021	1,17	10	5,0
	0,023	1,28	12	6,0
	0,024	1,33	15	7,5
	0,025	1,39	20	10,0
	0,026	1,44	30	15,0
	0,027	1,50	40	20,0
t = 0 <sup>0</sup> С P = 1,0 МПа	0,018	1,00	0	0,0
	0,025	1,39	7	7,0
	0,026	1,44	10	10,0
	0,026	1,44	12	12,0
	0,026	1,44	15	15,0
	0,027	1,50	20	20,0
	0,027	1,50	30	30,0
	0,027	1,50	40	40,0
t = 5 <sup>0</sup> С P = 0,5 МПа	0,048	1,00	0	0,0
	0,056	1,17	7	3,5
	0,062	1,29	10	5,0
	0,067	1,39	12	6,0
	0,068	1,42	15	7,5
	0,070	1,46	20	10,0
	0,071	1,48	30	15,0
	0,072	1,50	40	20,0
t = 5 <sup>0</sup> С P = 1,0 МПа	0,048	1,00	0	0,0
	0,069	1,44	7	7,0
	0,070	1,46	10	10,0
	0,071	1,48	12	12,0
	0,071	1,48	15	15,0
	0,072	1,50	20	20,0
	0,072	1,50	30	30,0
	0,072	1,50	40	40,0



- -  $t = 0^\circ\text{C}$   $P = 0,5 \text{ МПа}$                       × -  $t = 0^\circ\text{C}$   $P = 1,0 \text{ МПа}$
- ▲ -  $t = 5^\circ\text{C}$   $P = 0,5 \text{ МПа}$                       ○ -  $t = 5^\circ\text{C}$   $P = 1,0 \text{ МПа}$

Рис. 12. Зависимость относительной производительности от темпа воздействия

Приготовленная смесь нефтей подвергалась термообработке; термообработке в газонасыщенном состоянии; обработке ингибитором парафиноотложений ХТ-48 без термообработки и с последующей термообработкой; разбавлению конденсатом; термообработке с последующей добавкой конденсата. Установлено что наибольший эффект для улучшения свойств харьгинской нефти дает комбинированное воздействие:

- добавка ингибитора парафиноотложений с последующей термообработкой (А.С. №987277);
- термообработка нефти с последующим разбавлением нефти конденсатом в пределах 15-20%.

Проверка результатов исследований по улучшению реологических свойств нефтей путем газонасыщения и механического воздействия, проводились на стендовых установках построенных для этих целей на Усинском месторождении, на площадке НПС "Ухта" и на магистральных нефтепроводах "Уса-Ухта" и "Ухта-Ярославль". Схема экспериментального стенда на Усинском месторождении приведена в работе.

Стендовая установка включала действующую скважину (скв. №7 Усинского месторождения), сепаратор, центробежный насос, две емкости объемом 25 м<sup>3</sup>, установленных на постаменте высотой 2,5 м, теплоизолированный экспериментальный трубопровод диаметром 100 мм и протяженностью 125 м, системы обвязочных трубопроводов, запорной и контрольно-измерительной аппаратуры.

На нефтепроводе Уса-Ухта были проведены исследования по промышленной перекачке дегазированных и газонасыщенных нефтей. Нефтепровод Уса-Ухта диаметром 700 мм и протяженностью 406 км имеет одну головную (ГНПС) и три промежуточных (ПНПС) нефтеперекачивающих станций. Перед проведением испытаний по нефтепроводу пропускали скребки с целью очистки его от отложений парафина.

Цель испытаний:

- определение гидравлических характеристик нефтепровода и затрат электроэнергии при перекачке дегазированных и газонасыщенных нефтей;
- отработка технологии транспорта газонасыщенных нефтей с увязкой ее с работой установки подготовки нефти (УПН);
- определение оптимальных технологических параметров в системе УПН – ГНПС – нефтепровод, при перекачке газонасыщенных нефтей;
- отработка технологии пуска нефтепровода после остановок при перекачке газонасыщенных нефтей.

В процессе испытаний по перекачке газонасыщенных нефтей были осуществлены следующие операции:

- произведен перевод УПН на подготовку газонасыщенной нефти при максимально возможных давлениях сепарации 0,2 – 0,3 МПа;
- произведен перевод головной НПС Уса на прием газонасыщенной нефти через буферные емкости и подачи ее в нефтепровод;
- проведены исследования реологических свойств нефтей в интервале рабочих температур;

- проведены исследования на специальном стенде (НПС Чикшино) по определению критических давлений кавитации на приеме магистральных насосов НМ 2500-230;
- проведены замеры гидравлических характеристик нефтепровода и энергетических затрат на перекачку;
- в процессе перекачки газонасыщенных нефтей осуществлены остановки и пуск нефтепровода.

Температура поступающей в нефтепровод нефти составляла 40-42<sup>0</sup>С, температура нефти в конце нефтепровода на НПС Ухта – 9-10<sup>0</sup>С.

Приведены гидравлические характеристики нефтепровода Уса-Ухта по участкам и в целом по длине нефтепровода. Для примера на рис. 13 показаны характеристики нефтепровода "Уса-Ухта".

Исследования показали, что перекачка газонасыщенной нефти приводит к значительному гидравлическому эффекту на всех участках нефтепровода, а следовательно, к увеличению производительности нефтепровода при тех же перепадах давления либо к снижению потерь напора при базовой производительности.

Количественно оценить этот эффект для условий промысловых и магистральных трубопроводов не представляется возможным, как в виду отсутствия в настоящее время теоретических расчетных схем, так и грубой приближенной информацией о гидравлических характеристиках системы (температуре, содержании газа, воды, эффективности диаметра трубопровода, вязкости и т.д.).

Однако можно приближенно оценить ожидаемую величину снижения гидравлических сопротивлений "снизу". В работе исследовались потери напора при турбулентном течении смесей легких нефтей Усинского и Возейского месторождений. Было обнаружено, что потери напора оказались на 15-20% ниже расчетных. Результаты лабораторных исследований по определению вязкоупругих свойств смесей, приведенных выше, показали, что при увеличении доли "тяжелой" усинской нефти в смеси упругие свойства усиливаются. Так, например, модуль сдвиговой упругости возрастает от 2,616 до 4,767 при содержании в смеси соответственно от 0 до 30% "тяжелой" нефти. Поэтому при перекачке смесей указанных нефтей с ростом процентного содержания тяжелой нефти от 0 до 90%, величина снижения гидравлических сопротивлений будет также увеличиваться. Поэтому можно ожидать, что величина снижения гидравлических сопротивлений составит не менее 15-20%. По результатам проведенных вычислений на ЭВМ, путем приближения расчетной производительности к фактической, были найдены фактические реологические параметры по которым рассчитаны перепады давлений приведенные в табл.6. Анализируя данные табл. 6 можно сделать вывод, что на действующих трубопроводах упругие свойства имеют гораздо большие значения, чем при лабораторных исследованиях.



Проведены исследования по определению оптимального давления сепарации с точки зрения уменьшения гидравлических потерь и максимального выхода нефти, т.е. минимальных потерь нефти.

Для этих целей была использована специально разработанная установка – устройство для исследования нефтей в полевых условиях (а.с. № 1033932) рис. 14.

Исследования проводились на газонасыщенных нефтях Усинского, Возейского, Пашнинского, Грубешорского месторождений.

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Нефть Пашнинского, Усинского и Возейского месторождений целесообразно сепарировать в 3 ступени.

Оптимальное давление 1-й ступени сепарации для перечисленных месторождений должно быть в пределах 0,4 – 0,6 МПа.

Оптимальное давление 2-й ступени сепарации колеблется в пределах 0,4÷0,6–0,08 МПа. Оптимальное давление 3-й ступени сепарации 0,08 – 0,01 МПа.

Дополнительный выход при 3–х ступенчатой сепарации по сравнению с двухступенчатой составляет 0,4 – 0,5 %.

2. Для нефтей, имеющих небольшой газовый фактор (до 50 нм<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>), число ступеней сепарации не должно быть более двух.

Оптимальное давление 1-й ступени сепарации 0,4 - 0,6 МПа. Вторая ступень должна осуществляться при атмосферном давлении.

Окончательное решение по выбору числа ступеней сепарации можно принять после экономического сравнения вариантов.

Приведены результаты исследований по предотвращению отложений парафина в нефтепроводах и оборудовании. Для предотвращения отложений парафина предложено использовать магнитные и электромагнитные поля. С этой целью был проведен комплекс лабораторных, стендовых исследований, опытно-промышленных испытаний, конструкторских работ и промышленные внедрения разработанных конструкций.

В лабораторных условиях исследования проводились на установке приведенной на рис. 15.

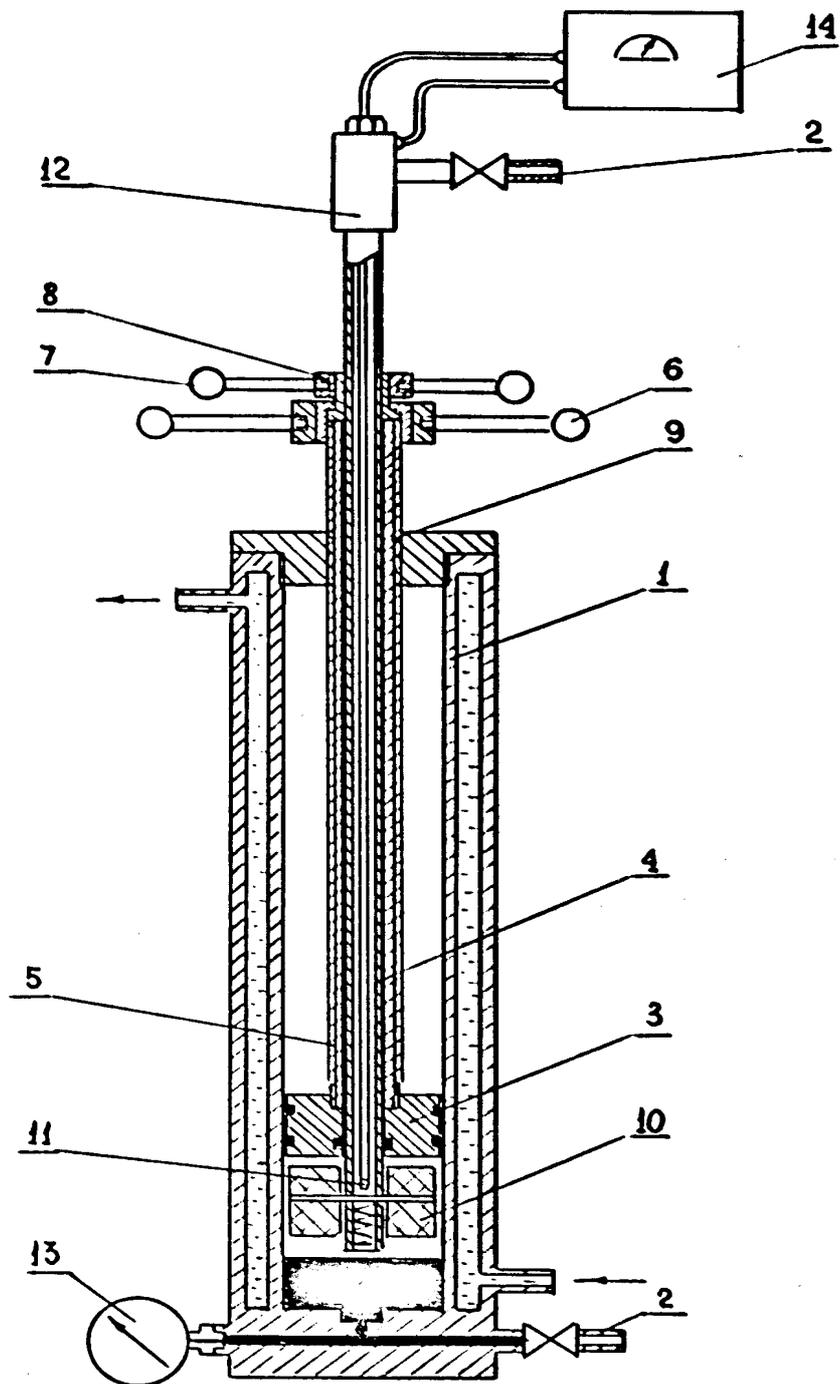


Рис. 14. Устройство для исследования фазовых переходов.

- 1 – корпус; 2 – узел ввода (вывода) исследуемой жидкости;  
 3 – подвижный поршень; 4,5 – подвижные стержни; 6,7 – рукоятки; 8,9 –  
 резьбовые соединения; 10,11 – подвижные контакты;  
 12 – распределительный узел; 13 – манометр; 14 – регистрирующий прибор.

Результаты стендовых и промышленных испытаний  
(по фактическим параметрам)

Диаметр трубопровода и расчетные параметры	Производительность, м <sup>3</sup> /с·10 <sup>3</sup>	Перепад давления, Па·10 <sup>5</sup>	
		Расчетный с учетом упругих свойств (по расчетным параметрам)	Расчетный с учетом упругих свойств (по фактическим параметрам)
Ø=0,05м	0,18	0,10	0,30
L=200м	0,33	0,19	0,50
G=3,04Па	0,68	0,36	0,93
η=0,129 Па·с	0,97	0,46	1,19
τ <sub>0</sub> =0,0 Н/м <sup>2</sup>	1,78	0,89	1,71
	2,10	1,00	1,90
Ø=0,10м	0,27	0,020	0,04
L=300м	0,65	0,048	0,10
G=3,04Па	1,00	0,068	0,15
η=0,129 Па·с	1,92	0,110	0,27
τ <sub>0</sub> =0,0 Н/м <sup>2</sup>	2,55	0,140	0,37
	3,50	0,210	0,49
Ø=0,70м	6,34	11,90	15,00
L=232000м	12,63	12,50	16,70
G=0,8Па	15,85	12,90	17,50
η=0,224 Па·с	31,71	14,40	19,00
τ <sub>0</sub> =1,0 Н/м <sup>2</sup>	47,56	15,90	21,00
	63,42	17,20	22,00
	79,27	18,60	24,00
	95,51	19,80	25,00
	110,51	21,00	26,50
	126,84	22,30	28,00
	158,55	24,40	30,00

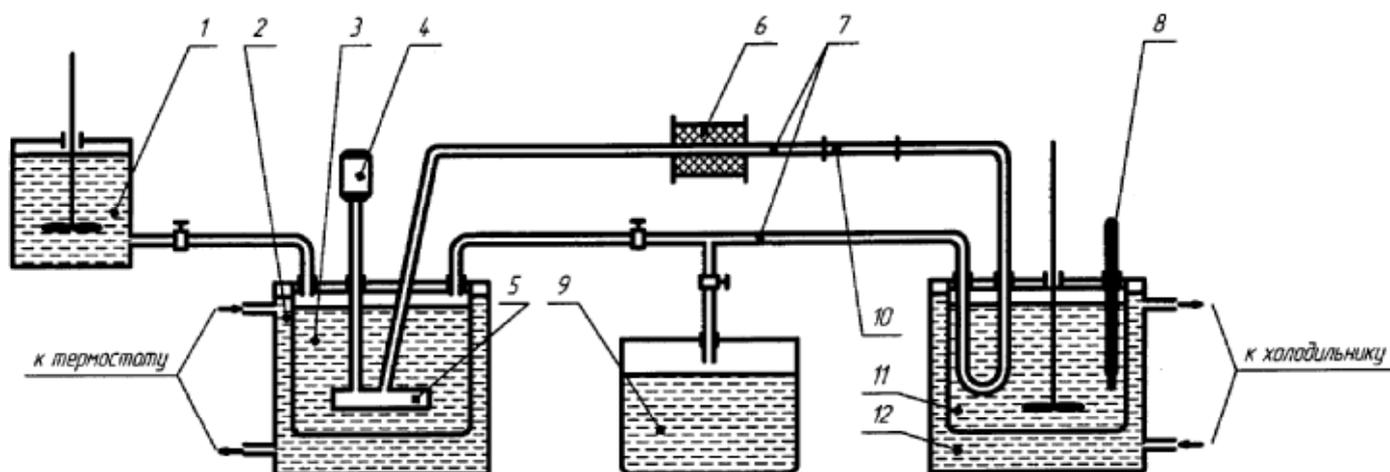


Рис. 15. Лабораторная установка для изучения влияния магнитных и электромагнитных полей на интенсивность отложения парафина.

- |   |                          |
|---|--------------------------|
| 1 – емкость для нефти                         | 7 – система трубок       |
| 2 – термостат                                 | 8 – термометр            |
| 3 – термостатируемый сосуд                    | 9 – сливная емкость      |
| 4 – электродвигатель                          | 10 – индикатор отложений |
| 5 – насос                                     | 11 – охлаждаемый сосуд   |
| 6 – катушка индуктивности (постоянный магнит) |                          |
| 12 – холодильник                              |                          |

Сущность лабораторных исследований заключалась в следующем.

Исследуемую нефть при различных температурах прокачивали по системе медных трубок 7 через магнитное (электромагнитное) поле, создаваемое постоянным или переменным магнитом (электромагнитом) 6 через индикаторную трубку 10 из такой же медной трубки что и система медных трубок. Индикаторная трубка до исследований взвешивалась на лабораторных весах с точностью до 0,01г.

После прокачки нефти по индикаторной трубке ее снимали, просушивали до испарения жидкой нефти и взвешивали на весах с точностью до 0,01г.

Варьируя время и скорость прокачки нефти, напряженность электромагнитного (магнитного) поля находили оптимальные параметры обработки когда отложения в индикаторной трубке отсутствовали.

По полученным оптимальным параметрам были сконструированы опытные образцы магнитных и электромагнитных аппаратов, которые испытали на промысловых трубопроводах  $\varnothing$  89 и  $\varnothing$  114 мм.

Для контроля за интенсивностью отложений парафина в НКТ предложена конструкция профилимера, защищенного а.с. №817229.

Конструкции магнитных и электромагнитных аппаратов защищены авторскими свидетельствами (№№ 812740; 929587; 1296513).

На основании проведенных исследований сформулированы основные принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей приведены в табл. 7.

**В четвертой главе** проведен анализ современного состояния техники и технологии промыслового, межпромыслового и магистрального транспорта и предложен ряд технологических схем и технических средств для безаварийной поставки нефти с северных месторождений. Технологическая схема показанная на рис. 16, обеспечивает непрерывную циркуляцию жидкости во всех трубопроводах при остановках отдельных скважин любой продолжительности (а.с.№ 832243). Схема позволяет перераспределять потоки жидкости от добывающих скважин (или осуществить перевод жидкости из ряда в ряд). Это дает возможность уменьшить диаметры выкидных трубопроводов от скважин, значительно удаленных от групповых сборных пунктов, т.е. снижать металлоемкость системы промысловых трубопроводов.

Выход из строя одной или даже нескольких выкидных линий, (если они все не из соседних скважин), позволяет продолжать эксплуатацию скважин, работающих до аварийной ситуации на эти выкидные линии.

Разработана комплексная система промыслового транспорта нефти и газа и эксплуатации скважин, предназначенная для обустройства месторождений с высокопарафинистыми нефтями, расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород (а.с. № 1530758) рис 17.

Предложены варианты межпромыслового и магистрального транспорта высокопарафинистых нефтей и их смесей в газонасыщенном состоянии, с применением депрессорных присадок, термообработки, с использованием комбинированного воздействия на нефти, по двухниточным и однониточным трубопроводам, трубопроводам с промежуточными пунктами, с использованием механического разрушения парафинистых структур.

Приведены схемы сбора, подготовки и транспорта нефти в газонасыщенном состоянии, методы ликвидации аварийных ситуаций. Предложена схема УПН Возейского месторождения при переводе ее на подготовку газонасыщенной нефти приведена в тексте диссертации.

**В пятой главе** дается перечень основных нормативных документов и приведено основное содержание нормативно-руководящих документов по управлению реологическими свойствами аномальных нефтей.

РД 39-30-675-82 "Временная инструкция по безопасной эксплуатации объектов магистрального транспорта при перекачке газонасыщенных нефтей по нефтепроводу "Уса-Ухта".

Стандарт предприятия (объединение "Коминетфть") "Временный технологический регламент по эксплуатации установок подготовки нефти НГДУ "Усинскнефть" на период проведения промышленного эксперимента по перекачке газонасыщенной нефти по нефтепроводу "Уса-Ухта".

Стандарт предприятия (Управление северными магистральными нефтепроводами). "Временный регламент эксплуатации магистрального нефтепровода "Уса-Ухта" при перекачке газонасыщенных нефтей северных месторождений Коми АССР"

РД 39-029-20. Временные нормы по проектированию электроподогрева трубопроводов промыслового сбора и транспорта нефти (АСЭ).

РД 38-081-91 Методическое руководство по определению реологических свойств неньютоновских нефтей.

**В шестой главе** дается подробная информация о реализации разработанных принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей на месторождениях Европейского Севера и на объектах магистрального транспорта нефтей.

**В седьмой главе** показана экономическая целесообразность полученных разработок и технических решений по совершенствованию систем: эксплуатации скважин (а.с. №№817229, 912914, 1296513, 1252479, 1320509, 1679133), сбора (а.с. №№832243, 929587, 1530758), подготовки нефти (а.с. №№ 899068, 987227, 1467078, 1666519) и транспорта нефти в газонасыщенном состоянии. Экономическая эффективность в ценах до 1991 год составила 32 млн. рублей.

### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Сформированы основные принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей.
2. Разработана методология исследований реологических свойств аномальных нефтей.
3. Разработаны основные принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей.
4. Разработаны технические и технологические решения по совершенствованию систем эксплуатации скважин, сбора, подготовки и транспорта нефти на основе разработанных принципов управления реологическими свойствами.
5. Разработан комплекс руководящих нормативно-технических документов для реализации разработанных принципов управления реологическими свойствами:
  - РД 39-30-675-82 "Временная инструкция по безопасной эксплуатации объектов магистрального транспорта при перекачке газонасыщенных нефтей по нефтепроводу "Уса-Ухта".
  - Стандарт предприятия (объединение "Коминепфть") "Временный технологический регламент по эксплуатации установок подготовки нефти НГДУ "Усинскнефть" на период проведения промышленного эксперимента по перекачке газонасыщенной нефти по нефтепроводу "Уса-Ухта".
  - Стандарт предприятия (Управление северными магистральными нефтепроводами). "Временный регламент эксплуатации магистрального нефтепровода "Уса-Ухта" при перекачке газонасыщенных нефтей северных месторождений Коми АССР"
  - РД 39-029-20. Временные нормы по проектированию электроподогрева трубопроводов промыслового сбора и транспорта нефти (АСЭ).
  - РД 38-081-91 Методическое руководство по определению реологических свойств неньютоновских нефтей.

## Основные принципы управления реологическими свойствами нефтей

№№	Способы управления	Рабочие параметры	Степень улучшения реологических свойств, при $t=0^{\circ}\text{C}$
1	2	3	4
1.	<p>Газонасыщение</p> <p>а) место осуществления – ГСП, ДНС, УПСВ, УПН</p> <p>б) основные принципы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>P_{\text{раб}}</math> по всей трассе <math>&gt; P_{\text{нас}}</math> на 0,1 МПа</li> <li>– На каждом пункте нужно иметь РП и КС</li> </ul>	$P_{\text{сеп}} = 0,4 \div 0,6 \text{ МПа}$ $V = 10 \div 20 \text{ нм}^3/\text{г}$ $T_p \geq T_3 + 10^{\circ}\text{C}$	<p>Вязкость, <math>\tau_{\text{СТ}}</math> и <math>\tau_{\text{Д}}</math> снижаются в 5-10 раз;</p> <p><math>T_3</math> снижается на <math>+10 \div 15^{\circ}\text{C}</math>;</p> <p>продолжительность эффекта – бесконечна.</p>
2.	<p><b>Термообработка</b></p> <p>а) место осуществления – ГС или УПН</p> <p>б) основные принципы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Температура нагрева <math>+80 \div 90^{\circ}\text{C}</math>;</li> <li>– Темп охлаждения не <math>&gt; 20^{\circ}\text{C}/\text{час}</math></li> <li>– Повторный нагрев нефти не допускается</li> </ul>	$t_p \geq t_3 + 10^{\circ}\text{C}$	<p>Вязкость, <math>\tau_{\text{СТ}}</math> и <math>\tau_{\text{Д}}</math> снижаются в 6-8 раз;</p> <p><math>T_3</math> снижается на <math>+10 \div 15^{\circ}\text{C}</math>;</p> <p>продолжительность эффекта – до 500 часов.</p>
3.	<p><b>Смещение легких и тяжелых нефтей</b></p> <p>а) место осуществления – ГС, ГНПС, ПНПС</p> <p>б) основные принципы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вязкость смеси <math>&lt; 300 \text{ м}^2/\text{с}</math>;</li> <li>– состав компонентов решает свойства смеси</li> </ul>	$t_p \geq t_3 + 10^{\circ}\text{C}$ <p>Состав смеси зависит от требуемых реологических параметров</p>	<p>Вязкость, <math>T_3</math>, <math>\tau_{\text{С}}</math>, <math>\tau_{\text{Д}}</math> – зависят от количества и состава компонентов;</p> <p>продолжительность эффекта – бесконечна.</p>

4.	<p><b>Механическое воздействие на парафинистые структуры</b></p> <p>а) место осуществления – в любой точке ДНС, НПС, трассы</p> <p>б) основные принципы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– минимальное усилие <math>S = 70</math> л/с;</li> <li>– максимальный темп воздействия 20 (МПа*циклов)/мин, при <math>P=0,5</math>МПа</li> </ul>	<p>5-6 разрушений продолжительностью 30 мин через 1-2 часа</p> $T_p \geq T_3 + 5 \div 10^0 \text{C}$	<p><math>T_3</math> понижается на <math>5 \div 10^0 \text{C}</math>;</p> <p>повторное разрушение положительное, рекомендуется перед остановками нефтепровода</p>
5.	<p><b>Ввод присадок (химвоздействие)</b></p> <p>Температура нагрева - <math>+70^0 \text{C}</math>;</p> <p>Концентрация основного вещества: 40 – 80 г/т</p>	$t_p \geq T_3 + 5 \div 10^0 \text{C}$	<p><math>T_3</math> понижается на <math>5 \div 15^0 \text{C}</math>;</p> <p>вязкость, <math>T_3</math>, <math>\tau_{CT}</math>, <math>\tau_D</math> уменьшаются в 5-8 раз;</p> <p>время после действия - бесконечно</p>
6.	<p><b>Воздействие электромагнитным полем</b></p> <p>Предотвращает отложения парафина в трубопроводах и оборудовании</p>	<p>Напряженность поля не <math>&lt; 700</math> эрстед</p>	<p>В скважинах на НКТ отложения не наблюдались больше 1 года;</p> <p>в выкидных линиях больше 1 года;</p>
7.	<p><b>Комбинированные методы воздействия</b></p> <p>а) нефть + конденсат (бензин)</p> <p>б) газонасыщение + механическое воздействие</p> <p>в) смешение + термообработка</p> <p>г) газонасыщение + термообработка</p>	$t_p \geq T_3 + 5 \div 10^0 \text{C}$	<p>Вязкость, <math>\tau_{CT}</math> и <math>\tau_D</math> возможно снижение на порядок;</p> <p><math>T_3</math> понижается на <math>+20^0 \text{C}</math></p>

6. Основные принципы управления реологическими свойствами нефтей реализованы.

В системе эксплуатации скважин: скважинный профилемер (а.с. №817229), аппарат для магнитной обработки жидкости (а.с. №1296513).

В системе сбора: система промыслового сбора нефти и нефтяного газа (а.с.№832243), устройство для обработки жидкости в электромагнитном поле (а.с. №929914).

Системе подготовке нефти: способ подготовки высоковязкой нефти (а.с. №1467078).

На магистральных нефтепроводах "Уса-Ухта", "Ухта-Ярославль", "Харьга-Усинск", "Возей-Уса" (транспорт нефти в газонасыщенном состоянии, транспорт смеси высокопарафинистых и высоковязких нефтей, транспорт нефти с депрессорными присадками, транспорт нефти по нефтепроводу с промежуточными пунктами).

Основные принципы управления реологическими свойствами заложены в проекты обустройства более двух десятков залежей и месторождений и проекты установок подготовки нефти и нефтепроводов.

Разработан комплект приборов и установок для исследования физико-химических свойств ньютоновских и аномальных нефтей. Приборы применяются при исследовании нефтей и при обучении студентов нефтегазовых специальностей.

Показана экономическая эффективность разработок которая составила в ценах до 1991 года 32 млн.рублей.

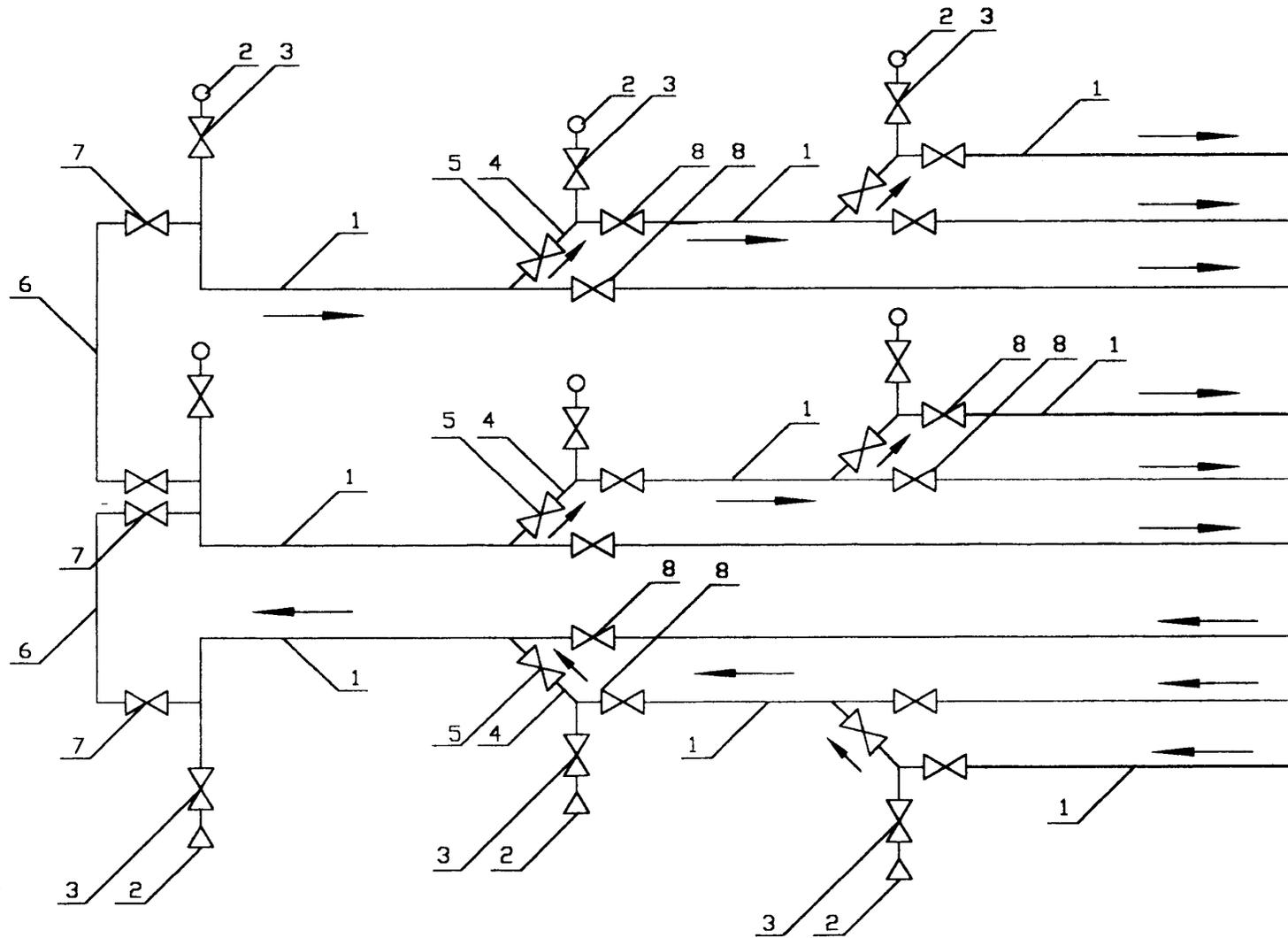


Рис. 16. Система сбора для высокопарафинистых нефтей

1 – выкидные линии; 2 – скважины; 3,5,7,8 – задвижки; 4,6 – перемычки.

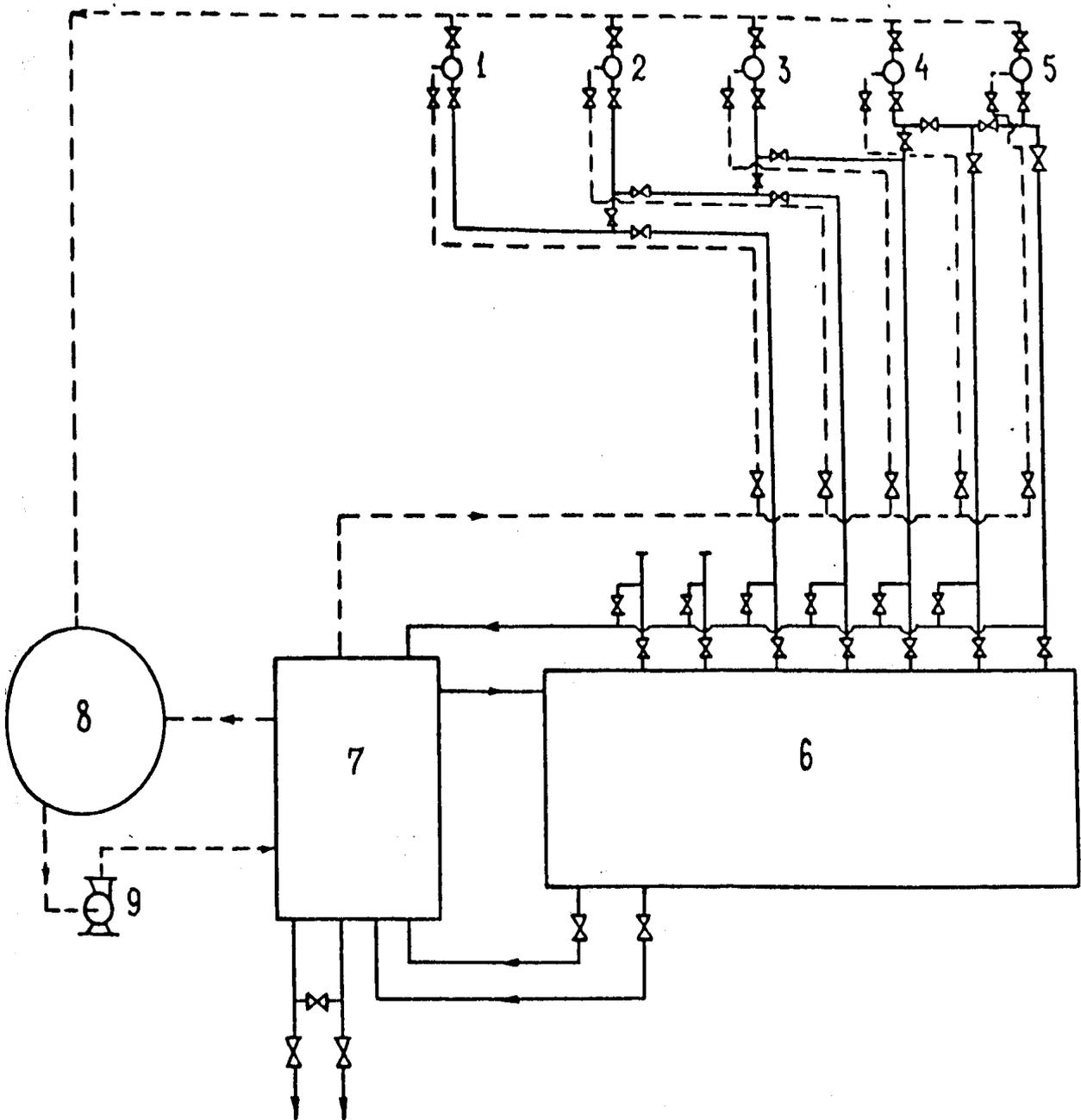


Рис. 17. Схема обвязки куста

1-5 – скважины; 6 – Спутник; 7 – печи и теплообменник; 8 – резервуар; 9 – насос.

**Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах.**

1. Губанов Б.Ф., Жуйко П.В., Черепанов Ф.И. Некоторые особенности реологических свойств легкой усинской нефти и условия её транспорта. Сб. Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР, ВНИИОЭНГ, 1974, с.132-143.
2. Губанов Б.Ф., Жуйко П.В., Кравченко Г.М. К вопросу транспорта нефтей пермокарбонной залежи Усинского месторождения. Сб. Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР, ВНИИОЭНГ, 1975, с. 112-117.
3. Губанов Б.Ф., Жуйко П.В. К вопросу магистрального транспорта нефтей северных месторождений Коми АССР. – РНТС ВНИИ ОЭНГ. Сер. "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", 1976, №9, с.3.
4. Жуйко П.В. Прибор для определения температуры застывания нефтей. Сер.3И "Нефтепромысловое дело", 1976, №17, с.5-7.
5. Губанов Б.Ф., Жуйко П.В., Пелевин В.В. и др. Снижение пусковых давлений в нефтепроводах при перекачке парафинистых нефтей. –РНТС "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", №5, М., ВНИИОЭНГ, 1977, с. 3-6.
6. Жуйко П.В., Кравченко Г.М., Прибор для определения плотности газонасыщенных нефтей. Сер.3И "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", 1977, №11, с.33.
7. Жуйко П.В. Технологическая схема перекачки газонасыщенных нефтей на Европейском Севере. РНТС сер. Нефтепромысловое строительство, М., ВНИИОЭНГ, 1977, №2, с.19-21.
8. Жуйко П.В. Усовершенствование системы охлаждения ротационного вискозиметра для исследования газонасыщенных и дегазированных нефтей при низких температурах. - РНТС ВНИИОЭНГ, Сер. "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", 1977, №1, с.10.
9. Жуйко П.В., Кравченко Г.М., Соколова С.В., Смирнова Т.П. О темпе охлаждения нефтей после термообработки. - РНТС ВНИИОЭНГ. "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", 1978, №4, с. 3-4.
10. Жуйко П.В., Копп А.Р. Влияние механического разрушения парафиновых структур на реологические свойства нефтей. Сб. Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. М., ВНИИОЭНГ, 1979, с. 87-93.
11. Пелевин В.В., Жуйко П.В. и др. Анализ остановки нефтепровода Уса-Ухта. Э.И. Сер. "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", ВНИИОЭНГ, 1979, вып. 8, с.1-5.
12. Жуйко П.В., Владимиров А.А. Подготовка и транспорт нефтей в газонасыщенном состоянии. О.И. Сер. "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", ВНИИОЭНГ, 1980, 67с.
13. Жуйко П.В., А.с. №832243. Система промыслового сбора нефти и нефтяного газа. Бюллетень №19, 1981.
14. Жуйко П.В., Чупров Г.С., Филипов П.Г. А.с. № 812740. Устройство для обработки жидкости в электромагнитном поле. Бюллетень №10., 1981.

15. Жуйко П.В., Филипов П.Г., Владимиров А.А. ,А.с. №929587. Устройство для обработки жидкости в электромагнитном поле. Бюллетень №19. 1982.
16. Владимиров А.А., Жуйко П.В., Берников М.В. А.с.899068. Устройство для разрушения эмульсии. Бюллетень №3. 1982.
17. Жуйко П.В., Филипов П.Г., Пелевин В.В., Попов А.М. А.с. №1033932. Устройство для исследования фазовых состояний газожидкостных смесей. Бюллетень №29, 1983.
18. Жуйко П.В., Владимиров А.А., Филипов П.Г. и др. А.с.№987277. Способ подготовки высоковязкой парафинистой нефти к транспорту. Бюллетень №1 1983.
19. Жуйко П.В., Филипов П.Г., Давыдов В.А. Вискозиметры для исследования высоковязких нефтей. – РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. "Нефтепромысловое дело и транспорт нефти", 1984, №3, с. 37-38.
20. Жуйко П.В., Пятибрат В.П., Крейнин Р.Е. Исследования вязкоупругих свойств нефтей месторождений Коми АССР. Сб. Техника и технология бурения, и добыча нефти на месторождениях Тимано-Печорской провинции, ВНИИОЭНГ, 1984, с.42-47.
21. Особенности добычи сбора и подготовки тяжелой нефти на Усинском нефтяном месторождении. О. И. Сер. "Нефтепромысловое дело", ВНИИОЭНГ, 1984, с 50.
22. Гайворонский И.Н., Жуйко П.В., Крейнин Р.Е., Раинкина Л.Н. Движение вязкоупругих жидкостей в трубопроводах. Изв. ВУЗОВ, "Нефть и газ ", №5, 1985, с.63-66.
23. Жуйко П.В., Аметов И.М., Исупова В.В. и др. А.с. №1296513. Аппарат для магнитной обработки жидкости. Бюллетень №10. 1987.
24. Чикишев Г.Ф., Мингалимов Г.А., Жуйко П.В. и др. А.с.№1320509. Скважинный дозатор реагента. Бюллетень №24, 1987.
25. Аметов А.М., Люстрицкий В.М., Жуйко П.В., А.с.1277668. Способ определения давления насыщения нефти газом. Бюллетень №22, 1987.
26. Берников М.В., Жуйко П.В., Владимиров А.А., и др. А.с.№1467078. Способ подготовки высоковязкой нефти. Бюллетень №46, 1989.
27. Буслаев В.Ф., Жуйко П.В., Сапгир Б.Л и др. А.с.№1530758. Системы сбора и добычи нефти. Бюллетень №47, 1989.
28. Жуйко П.В., Давыдов В.А., Аллахвердян В.А., Мингалимов Г.Я. А.с.№1522900, Ротационный вискозиметр. Бюллетень № 19, 1989.
29. Берников М.В., Низовцева Р.Н., Жуйко П.В., Гуревич Г.С., А.с.№1467078. Способ подготовки парафинистых нефтей. Бюллетень №28, 1991.
30. Бондаренко П.М., Жуйко П.В., Орехова З.Т., Володин В.Г. А.с. №1679133А1. Способ транспорта продукции скважины, Бюллетень №.35, 1991.