

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**Н.И. Кривцова, Н.Л. Мейран, Е.М. Юрьев**

## **ХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

### **Лабораторный практикум**

*Рекомендовано в качестве учебно-методического пособия  
Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета*

Издательство  
Томского политехнического университета  
2018

УДК 665.5(076.5)

ББК 35.514я73

К82

**Кривцова Н.И.**

К82 Химия нефти и газа. Лабораторный практикум : учебно-методическое пособие / Н.И. Кривцова, Н.Л. Мейран, Е.М. Юрьев ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 127 с.

ISBN 978-5-4387-0834-6

Пособие содержит краткое описание теоретических положений и лабораторных работ, посвященных современным методам физико-химического анализа нефти, нефтяных фракций и нефтепродуктов, которые служат для их общей технической характеристики и определения свойств. Сопровождается справочным разделом по описанию и подробному исследованию некоторых месторождений Томской области с характеристикой нефти и ее классификацией.

Предназначено для студентов и аспирантов, обучающихся по направлениям 18.04.01 «Химическая технология», 18.04.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии».

**УДК 665.5(076.5)**

**ББК 35.514я73**

*Рецензенты*

Кандидат технических наук  
старший научный сотрудник Института химии нефти СО РАН

*В.Г. Сурков*

Кандидат технических наук  
главный технолог по нефтяным объектам

ОАО «ТомскНИПИнефть»

*Д.С. Полубоярцев*

ISBN 978-5-4387-0834-6

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2018

© Кривцова Н.И., Мейран Н.Л.,  
Юрьев Е.М., 2018

© Оформление. Издательство Томского  
политехнического университета, 2018

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Требования к оформлению отчета по лабораторной работе .....	6
1. Качество нефти и нефтепродуктов.....	7
1.1. Определение содержания механических примесей в нефти и нефтепродуктах .....	9
1.2. Определение содержания хлористых солей в нефти .....	10
1.3. Определение содержания хлорорганических соединений .....	12
1.4. Количественное определение воды в нефти и нефтепродуктах. Обезвоживание нефти.....	14
1.5. Определение давления насыщенных паров нефти и нефтепродуктов .....	16
Контрольные вопросы и задания.....	17
2. Фракционный состав нефти и нефтепродуктов .....	19
2.1. Определение фракционного состава нефти на аппарате Энглера .....	20
2.2. Определение фракционного состава нефти на аппарате АРН-2.....	25
Контрольные вопросы и задания.....	30
3. Определение физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов.....	31
3.1. Определение температуры вспышки нефти и нефтепродуктов в открытом и закрытом тигле.....	37
3.2. Рентгенофлуоресцентный метод определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах.....	38
3.3. Определение молекулярной массы нефтепродуктов на приборе «Криометр» .....	40
3.4. Определение плотности нефти и нефтепродуктов.....	43
3.5. Определение кинематической и динамической вязкости нефти, нефтяных фракций и нефтепродуктов .....	47
3.6. Определение температуры помутнения, начала кристаллизации, потери текучести, точки замерзания.....	50
Контрольные вопросы и задания.....	51
4. Характеристика нефти месторождений Томской области.....	53
4.1. Мыльджинское месторождение .....	53
4.2. Грушевое месторождение .....	61
4.3. Южно-Охтеурское месторождение.....	77
4.4. Столбовое месторождение.....	85
4.5. Средне-Васюганское месторождение .....	106
4.6. Двойное месторождение .....	113
Заключение .....	124

## Введение

В недрах Томской области сосредоточены разнообразные полезные ископаемые, составляющие ее ресурсный потенциал. Томская область входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и относится к ведущим регионам России по добыче нефти и газа. В недрах перспективных земель, разделенных на пять нефтегазоносных областей (НГО), сосредоточено до 7,5 млрд т условных углеводородов. Государственным балансом учтены 103 месторождения нефти и газа. Разведанные месторождения преимущественно расположены на левобережье р. Оби на площади Александровского, Каргасокского и Парабельского административных районов, в пределах Средне-Обской, Каймысовской, Васюганской и Пайдугинской НГО. Перспективы правобережья р. Оби (в большей степени на газ) связываются с изучением палеозоя Предъенисейской НГО, охватывающей северо-восток области. По современным представлениям на территории области выделяются четыре нефтегазоносные области. В пределах этих областей по ряду геологических особенностей выделяются 6 нефтегазоносных районов. В Средне-Обской – Нижне-Вартовский, в Каймысовской – Ново-Васюганский (нефтеносный), в Васюганской – Александровский, Средне-Васюганский и Пудинский (нефтегазоносные) и в Пайдугинской – Парабельский (преимущественно газоносный).

В настоящее время на территории Томской области открыто 39 месторождений, из них 27 нефтяных, 3 нефтегазовых, 8 газоконденсатных. На открытых месторождениях выявлено 62 залежи, в том числе 35 нефтяных, 18 газоконденсатных, 9 газоконденсатнефтяных.

Нефть и газ относятся к категории важнейших полезных ископаемых и в современном мире являются основными источниками энергии. В процессе переработки из них получают ценные продукты, используемые как топлива, масла, а также сырье для производства пластических масс, синтетических каучуков и смол, волокон и моющих средств, лекарственных препаратов и индивидуальных соединений (спиртов, альдегидов, кетонов, кислот и др.).

Нефть, получаемую непосредственно из скважин, называют сырой, в ней содержатся частицы горных пород, вода, растворенные соли и газы. Эти примеси вызывают коррозию оборудования и серьезные затруднения при транспортировании и переработке сырья. Важнейшими характеристиками сырой нефти, а также получаемых из нее нефтяных фракций и нефтепродуктов, являются: плотность, фракционный состав, вязкость, содержание воды, солей и механических примесей, оптические свойства и ряд других показателей.

Общая характеристика нефти, получаемая на основании установленного комплекса аналитических определений, осуществляется в лабо-

раториях промыслового типа. Данные позволяют в первом приближении судить о типе нефти, выявлении закономерностей в изменении состава и свойств нефти.

Аналитический материал по общей характеристике необходим при исследовании нефтей новых разведочных районов, паспортизации месторождений и подсчете запасов. Для мировой практики наибольшей ценностью обладают сорта легкой маловязкой нефти с низким содержанием серы, воды, солей и механических примесей.

Нефтепродукты, за небольшим исключением, представляют собой сложные смеси, поэтому их качество оценивают суммой показателей, каждый из которых характеризует то или иное их свойство. Стандартами для каждого нефтепродукта устанавливается перечень нормируемых физико-химических свойств и допустимые значения каждой константы, которые определяются в основном назначением и условиями применения.

Целью учебно-методического пособия «Химия нефти и газа. Лабораторный практикум» является получение четких представлений о том, какие показатели характеризуют нефть, нефтяную фракцию или нефтепродукт, каковы их относительная ценность и значение, а также изучение и получение практических навыков определения важнейших физико-химических характеристик.

Пособие включает четыре главы. В первой главе рассмотрены анализы качества нефти и нефтепродуктов: содержание воды, механических примесей, хлористых солей и хлорорганических хлоридов, давление насыщенных паров. Во второй главе рассмотрены методы анализа фракционного состава подготовленной нефти или нефтепродукта. Третья глава раскрывает основные методы анализа физико-химических свойств нефти, нефтяных фракций и нефтепродуктов, такие как: определение плотности и вязкости, общего содержания серы, молекулярной массы, температуры вспышки и низкотемпературных свойств нефти и нефтепродуктов. Подробное описание методик проведения анализа дает возможность использовать данное учебное пособие в качестве методического материала для студентов. Четвертая глава содержит результаты подробного физико-химического анализа нефти некоторых месторождений Томской области, ее характеристику и классификацию. Каждый раздел сопровождается контролируемыми материалами.

## **Требования к оформлению отчета по лабораторной работе**

Отчет по лабораторной работе оформляется один на группу студентов (2–4 студента), выполняющих одновременно одну лабораторную работу. Однако в нем приводятся варианты заданий и ход выполнения для всех исполнителей, если для каждого студента предусмотрен свой вариант. Отчет по лабораторной работе должен соответствовать основным требованиям ГОСТ, предъявляемым к технической документации. Отчет по лабораторной работе выполняется на листах белой бумаги формата А4 в печатном или рукописном виде.

При оформлении отчета используется сквозная нумерация страниц, считая титульный лист первой страницей. Номер страницы на титульном листе не ставится.

При оформлении отчета в печатном виде желательно соблюдать определенные требования. Для заголовков: полужирный шрифт, 14 пт, центрированный. Для основного текста: нежирный шрифт, 14 пт, выравнивание по ширине. Во всех случаях тип шрифта – Times New Roman, отступ абзаца 1,25 см, полуторный междустрочный интервал. Поля: левое – 3 см, правое – 1 см, верхнее и нижнее – 2 см.

В отчет по лабораторной работе должны быть включены следующие пункты:

- титульный лист – оформляется в соответствии с образцом (см. прил.);
- цель работы;
- краткие теоретические сведения – приводится краткое описание исследуемых явлений;
- описание экспериментальной установки и методики эксперимента – сведения об используемом при проведении работы лабораторном оборудовании, ход работы;
- экспериментальные результаты – экспериментальные данные в виде таблиц и/или графиков;
- анализ результатов работы – приводятся результаты обработки экспериментальных данных, результаты расчетов, графики полученных зависимостей, иные требуемые методическими указаниями данные;
- выводы – оценивается степень соответствия полученных результатов расчетов и экспериментов с теоретическими данными, дается объяснение полученных в ходе работы зависимостей и результатов.

По завершении отчет по лабораторной работе подписывается преподавателем.

## 1. Качество нефти и нефтепродуктов

Нефть, получаемую непосредственно из скважин, называют сырой. В ней содержатся частицы горных пород, вода, растворенные соли и газы.

Содержащаяся в нефти вода может быть в трех формах: растворенная, диспергированная и свободная. Содержание растворенной воды зависит в основном от химического состава нефти, нефтепродуктов и температуры. С повышением температуры растворимость воды увеличивается во всех углеводородах. Наибольшей растворяющей способностью по отношению к воде обладают ароматические углеводороды. Чем выше содержание в нефти ароматических углеводородов, тем выше в ней растворимость воды.

При снижении температуры растворимость воды в нефти и нефтепродуктах уменьшается и вода может выделяться в виде дисперсных частиц, образуя водонефтяные эмульсии. В монодисперсных эмульсиях содержание воды может достигать до 74 %. В реальных условиях водонефтяные эмульсии являются полидисперсными.

В сырой нефти обычно находится буровая вода, содержащая значительное количество минеральных солей, главным образом хлоридов натрия, магния и кальция, вызывающих сильную хлористо-водородную коррозию оборудования технологических установок при переработке сырья.

Неуглеводородные компоненты, содержащиеся в нефти, являются источником коррозионно-активных соединений, образующихся в процессе переработки нефти. Они являются причиной коррозии оборудования технологических установок, а также снижения выхода светлых фракций нефти, ухудшения качества получаемых продуктов. Общее содержание указанных компонентов в нефти достигает 2...5 % мас. По растворимости в нефти коррозионно-активные компоненты подразделяют на олеофобные и олеофильные. К олеофобным относятся вещества, нерастворимые и диспергированные в нефти: вода, растворенные в ней соли, механические примеси (песок, глина и др.), свободный сероводород и кислород.

Олеофильные компоненты являются потенциальными источниками коррозионных соединений, образующихся в процессах переработки нефти. Исследованиями установлено, что часто летучие хлорорганические соединения (ХОС) попадают в больших количествах в нефть в процессе ее добычи. Их закачивают в нефть для различных технологических нужд (промывка скважин, их глушение, для растворения асфальто-смолопарафиновых отложений, для увеличения объемов добычи нефти и т. п.).

Наличие солей и механических примесей вызывает эрозию и засорение труб печей и теплообменников, понижает коэффициент теплопередачи и повышает зольность мазутов и гудронов. Кроме того, наличие

в нефти растворенных солей вызывает коррозию аппаратуры и оборудования из-за образования соляной кислоты, которая выделяется при гидролизе некоторых хлористых солей, особенно хлорида магния.

Таким образом, хлорорганические соединения являются дополнительными к неорганическим хлоридам источниками хлористоводородной коррозии оборудования, используемого для переработки нефти. Их наличие в нефти является потенциально опасным для нефтеперерабатывающих предприятий, и выявляются они лишь в процессе очистки технологического оборудования, трубопроводов и резервуаров.

Содержание воды и солей неорганических кислот зависит от условий залегания нефти, ее добычи и транспорта. Присутствие воды в пробе нефти влияет на точность определения состава и свойств и затрудняет проведение исследований. Также наличие воды в нефти затрудняет ее перегонку, вызывая переброс (бурное вскипание воды, пары которой увлекают за собой нефть).

Сырая нефть перед поступлением на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) должна быть обезвожена и обессолена; содержание воды не должно превышать 0,1 %, хлористых солей – 40 мг/л.

Требования к содержанию в нефти хлористых солей и условия проведения анализа устанавливают ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» и ГОСТ 21534–76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Одним из показателей испаряемости и содержания легких углеводородов служит давление насыщенных паров. По давлению насыщенных паров можно судить о наличии легкоиспаряющихся фракций в нефтях, способных образовывать паровые пробки.

Для простых жидкостей давление насыщенных паров определяется только природой жидкости и температурой, а для сложных (например, нефти) – зависит также и от отношения объема паровой фазы к объему жидкой. Чем больше содержится углеводородов с низкой температурой кипения, тем выше его испаряемость, давление насыщенных паров и склонность к образованию паровых пробок. Поэтому давлением насыщенных паров топлива называют то давление, которое оказывают его пары в условиях равновесного состояния с жидкостью при данной температуре и данном соотношении жидкой и паровой фаз.

Например, давление насыщенных паров бензинов должно быть достаточно высоким, чтобы обеспечить пуск двигателя при низких температурах, и вместе с тем не слишком большим, чтобы предотвратить образование паровых пробок в топливоподающей системе. Давление насыщенных паров нормируется ГОСТ 1756-2000: для летних бензинов – до 67,0 кПа, зимних – 66,7...93,3 кПа.



## 1.1. Определение содержания механических примесей в нефти и нефтепродуктах

*Цель работы:* определить количественное содержание механических примесей в нефти, нефтепродуктах.

Стандартная методика (ГОСТ 6370-83) определения общего содержания механических примесей основана на способности всех органических компонентов нефти растворяться в органических растворителях. Нерастворившийся остаток, задерживаемый фильтром при фильтровании раствора нефти или нефтепродукта, характеризует содержание в них механических примесей, которое определяют гравиметрическим способом.

*Приборы, реактивы, материалы.* Фильтр бумажный беззольный, стаканы (стеклянные)  $V = 500 \text{ см}^3$  и  $V = 100 \text{ см}^3$ , стеклянная коническая воронка, стеклянная палочка. Спирт этиловый, смесь спирта и толуола 1:1 (об. части), смесь хлороформа и спирта 93:7 (об. части).

*Порядок проведения работы:*

1. Пробу нефти (нефтепродукта) тщательно перемешивают встряхиванием в течение 5...10 мин. Емкость должна быть заполнена менее чем на  $\frac{3}{4}$  объема. Тяжелые нефтепродукты, вязкую, парафинистую нефть рекомендуется предварительно нагреть до температуры  $+40...+70 \text{ }^\circ\text{C}$ .

2. Фильтр промывают тем же растворителем, который применяют при испытании, либо спиртом, помещают в стаканчик, сушат в сушильном шкафу при  $T = +105 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$  в течение 30...40 мин, после чего охлаждают и взвешивают.

3. В стакан вместимостью  $500 \text{ см}^3$  помещают пробу испытуемого образца (предварительно взвесив его массу или измерив объем) и разбавляют подогретым на водяной бане растворителем (объем растворителя к массе пробы 5:1), тщательно перемешивая. Нефть маловязкую берут в количестве 50 г, высоковязкую – 25 г.

4. Содержимое стакана очищают через фильтр, помещенный в стеклянную коническую воронку, при этом раствор наливают по стеклянной палочке, наполняя воронку не более чем на  $\frac{3}{4}$  высоты фильтра. Фильтр промывают до тех пор, пока капля фильтрата не будет оставлять масляного пятна после испарения на чистой фильтровальной бумаге. Остаток в колбе смывают на фильтр растворителем.

5. По окончании промывки фильтр с осадком переносят в стаканчик, сушат при  $T = +105 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$  в течение 45 мин, охлаждают и взвешивают.

Содержание мехпримесей  $X$  (% мас.) вычисляют по формуле

$$X = 100 \cdot (\Phi_{\text{м}} - \Phi) / G,$$

где  $G$  – масса нефти, г;  $\Phi$  – масса пустого фильтра, г;  $\Phi_{\text{м}}$  – масса фильтра с мехпримесями, г.

## 1.2. Определение содержания хлористых солей в нефти

*Цель работы:* определить содержание хлористых солей в нефти.

Сущность метода заключается в извлечении хлористых солей из нефти водой и индикаторном или потенциометрическим титрованием их в водной вытяжке (ГОСТ 21534-76. Метод А).

*Приборы, реактивы, материалы.* Воронка делительная стеклянная (500 см<sup>3</sup>) с винтовой или лопастной металлической мешалкой (рис. 1.1); электродвигатель, обеспечивающий частоту вращения мешалки не менее 10 с<sup>-1</sup>; рН-метр (потенциометр); магнитная мешалка; электроды – индикаторный серебряный и сравнительный стеклянный; цилиндры вместимостью 10, 25, 50, 100, 250 мл; колбы; пипетки; бюретки; стаканчики для титрования стеклянные; натрий хлористый 0,01 моль/дм<sup>3</sup>; 1,5-дифенилкарбазид 1%-й спиртовой раствор; кислота азотная 0,2 моль/дм<sup>3</sup>; раствор нитрата ртути 0,005 моль/дм<sup>3</sup>; серебро азотнокислое (раствор) 0,01 моль/дм<sup>3</sup>; вода горячая дистиллированная; бумага фильтровальная; ацетон; толуол; спирт этиловый.

*Порядок проведения работы.* Пробу анализируемой нефти хорошо перемешивают в течение 10 мин встряхиванием в склянке, заполненной не более чем на 2/3 объема, затем отбирают цилиндром или пипеткой образец нефти в количестве, указанном в табл. 1.1. Отобранный образец нефти переносят в делительную воронку с мешалкой. Со стенок цилиндра остаток нефти смывают 20 см<sup>3</sup> толуола и также переносят в делительную воронку. Содержимое воронки перемешивают 1...2 мин мешалкой. К пробе анализируемой нефти приливают 100 см<sup>3</sup> горячей дистиллированной воды и экстрагируют хлориды, перемешивая содержимое воронки 10 мин.

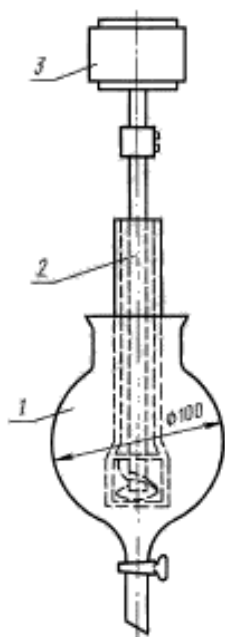


Рис. 1.1.

1 – делительная воронка стеклянная;

2 – мешалка;

3 – электродвигатель

Таблица 1.1

## Количество пробы нефти для анализа

Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	Объем нефти, см <sup>3</sup>	Масса нефти, г
До 50	100	100,0±0,1
50–100	50	50,00±0,05
100–200	25	25,00±0,02
Более 200	10	10,00±0,01

После экстракции водный слой пропускают через фильтр, помещенный в конусообразную воронку, в коническую колбу. Фильтр промывают 3–4 раза по 10...15 см<sup>3</sup> горячей дистиллированной водой. Для полноты извлечения хлоридов приготовить несколько водных вытяжек, при этом каждую экстракцию проводить не менее 5 мин.

Определение хлоридов осуществляется титрованием водной вытяжки раствором азотнокислой ртути. Наливают в коническую колбу 150 см<sup>3</sup> охлажденной водной вытяжки, 2 см<sup>3</sup> раствора 2 моль/дм<sup>3</sup> азотной кислоты, 10 капель дифенилкарбазида и титруют 0,005 моль/дм<sup>3</sup> раствором нитрата ртути до слабо-розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 мин. Цвет анализируемого раствора следует сравнить с цветом дистиллированной воды.

При проведении контрольного опыта в коническую колбу налить 150 см<sup>3</sup> дистиллированной воды, 2 см<sup>3</sup> раствора 2 моль/дм<sup>3</sup> азотной кислоты, 10 капель дифенилкарбазида и титровать 0,005 моль/дм<sup>3</sup> раствором нитрата ртути до появления слабо-розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 мин.

Содержание хлористых солей ( $X_1$ ) в мг/дм<sup>3</sup> NaCl вычисляют по формуле

$$X_1 = \frac{(V_1 - V_2)T \cdot 1000 \cdot A}{V_3},$$

где  $V_1$  – объем раствора 0,005 моль/дм<sup>3</sup> нитрата ртути, израсходованного на титрование водной вытяжки, см<sup>3</sup>;  $V_2$  – объем раствора 0,005 моль/дм<sup>3</sup> нитрата ртути, израсходованного на титрование в контрольном опыте (без пробы нефти), см<sup>3</sup>;  $V_3$  – объем нефти, взятой для анализа, см<sup>3</sup>;  $T$  – титр раствора 0,005 моль/дм<sup>3</sup> нитрата ртути; 1000 – коэффициент для пересчета массовой концентрации хлористых солей в 1 дм<sup>3</sup> нефти;  $A$  – коэффициент, выражающий отношение объема, до которого была разбавлена водная вытяжка анализируемой нефти, к объему раствора, взятому из мерной колбы для титрования (при титровании всей водной вытяжки  $A = 1$ ).

Массовую долю хлористых солей в нефти в процентах хлористого натрия ( $X_2$ ) вычисляют по формуле

$$X_2 = X_1 \cdot 100 / B \cdot C \cdot \rho,$$

где  $X_1$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти в миллиграммах хлористого натрия на 1 дм<sup>3</sup> нефти;  $B$  и  $C$  – коэффициенты пересчета кубических дециметров в кубические сантиметры (1000) и граммов в миллиграммы (1000);  $\rho$  – плотность анализируемой нефти, г/см<sup>3</sup>.

Полученные результаты вычислений титрования каждой водной вытяжки суммируют. За результат испытания принимают среднеарифметическое результатов двух определений.

*Сходимость.* Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными (с 95%-й доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает значений, приведенных в табл. 1.2.

Таблица 1.2

*Сходимость результатов*

Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	Сходимость, мг/дм <sup>3</sup>
До 10	1,5
10–50	3,0
50–200	6,0
200–1000	25,0
1000	4 % от среднего значения

### 1.3. Определение содержания хлорорганических соединений

*Цель работы:* определить содержание органических хлоридов в нефти.

Сущность метода заключается в перегонке нефти для получения нефти (фракции, выкипающей до 204 °С), восстановлении в ней бифенилом натрия органических хлоридов в неорганические соли, экстракции их водным раствором щелочи и потенциометрическом титровании экстракта раствором нитрата серебра.

*Приборы, реактивы, материалы.* Аппарат для перегонки нефти; воронка делительная стеклянная (250 см<sup>3</sup>); рН-метр (потенциометр); электроды – индикаторный серебряный и сравнительный стеклянный; магнитная мешалка; цилиндры вместимостью 10, 25, 50, 100, 250 мл; колбы круглодонные; пипетки; бюретки 2,5 см<sup>3</sup>; стаканчики для титрования стеклянные; натрий хлористый 0,01 моль/дм<sup>3</sup>; раствор гидроокиси

калия 1 моль/дм<sup>3</sup>; кислота азотная 5 моль/дм<sup>3</sup>; раствор нитрата ртути 0,005 моль/дм<sup>3</sup>; серебро азотнокислое (раствор) 0,01 моль/дм<sup>3</sup>; натрия бифенил (в ампулах по 15 см<sup>3</sup>); 2-пропанол; вода дистиллированная; бумага фильтровальная; бумага индикаторная «Конго красный»; ацетон; изооктан; толуол; спирт этиловый.

*Порядок проведения работы.* Пробу анализируемой нефти хорошо перемешивают в течение 10 мин; 500 см<sup>3</sup> испытуемого образца нефти помещают в круглодонную колбу, которую присоединяют к аппарату для перегонки.

Проводят перегонку (при атмосферном давлении) до получения показания термометра +204 °С. Полученную фракцию нефти (фракция, выкипающая до +204 °С) взвешивают, переносят в делительную воронку и промывают 3 раза равными объемами раствора гидроокиси калия, затем промывают 3 раза равными объемами воды. Раствор гидроокиси калия удаляет сероводород, а вода – следы неорганических хлоридов.

После завершения промывок фракцию нефти фильтруют, чтобы удалить оставшуюся воду, собирают в чистую колбу с притертой пробкой и определяют массовую долю органических хлоридов с помощью бифенила натрия и потенциометрического титрования. Для этого помещают 50 см<sup>3</sup> толуола в делительную воронку вместимостью 250 см<sup>3</sup> и добавляют 15 см<sup>3</sup> бифенила натрия.

Смесь тщательно перемешивают и добавляют около 30 г взвешенной промытой фракции нефти, продолжая перемешивание. Полученный раствор (или суспензия) должен быть сине-зеленого цвета; если нет окраски, то добавляют бифенил натрия до появления цвета и снова перемешивают.

После перемешивания смесь выдерживают 10 мин для завершения реакции, затем добавляют 2 см<sup>3</sup> 2-пропанола и вновь перемешивают до изменения цвета от сине-зеленого до белого. Затем добавляют 20 см<sup>3</sup> воды и 10 см<sup>3</sup> раствора азотной кислоты 5 моль/дм<sup>3</sup>, все тщательно перемешивают, водную фазу проверяют с помощью индикаторной бумаги до получения синего цвета. Водную фазу переносят в другую делительную воронку, содержащую 50 см<sup>3</sup> изооктана, хорошо встряхивают, переносят в стакан для титрования.

Экстракцию повторяют дважды. Водную фазу упаривают при слабом нагревании до 25...30 см<sup>3</sup>, охлаждают до комнатной температуры, добавляют 100 см<sup>3</sup> ацетона и титруют раствором нитрата серебра 0,01 моль/дм<sup>3</sup>. Строят зависимость измеренного потенциала от объема использованного раствора нитрата серебра, конечную точку определяют из средней точки перегиба кривой титрования. Проводят холостой опыт, используя все реактивы, кроме испытуемого образца нефти.

Массовую долю хлорорганических соединений  $X$  (мкг/г) во фракции нефти вычисляют по формуле

$$X = (V_2 - V_1) \cdot C_B \cdot 35\,460 / G_H,$$

где  $V_1$  – объем раствора нитрата серебра, израсходованный на титрование в холостом опыте, см<sup>3</sup>;  $V_2$  – объем раствора нитрата серебра, израсходованный на титрование испытуемого образца, см<sup>3</sup>;  $C_B$  – массовая доля раствора нитрата серебра, моль/дм<sup>3</sup>; 35 460 – коэффициент пересчета;  $G_H$  – масса испытуемого образца нефти, г.

Массовую долю хлорорганических соединений в пробе нефти можно получить, умножая содержание их во фракции нефти ( $X$ ) на выход фракции нефти.

Для проведения анализа также необходимо иметь оборудование для пробоподготовки согласно ГОСТ Р 52247-2004.

#### 1.4. Количественное определение воды в нефти и нефтепродуктах. Обезвоживание нефти

*Цель работы:* определить массовое и объемное содержание воды в нефти.

*Приборы, реактивы, материалы.* Водяная или песчаная баня – 1 шт., электроплитка – 1 шт., приемник-ловушка – 1 шт., обратный холодильник – 1 шт., испаритель роторный – 1 шт., круглодонная колба (500 мл) – 2 шт., мерный цилиндр (1000 мл) – 1 шт., смесь гептан: толуол (1:1 по объему) – 100 мл.

*Порядок проведения работы.* Пробу нефти тщательно перемешивают встряхиванием в склянке в течение 5 мин. Высоковязкие нефть и нефтепродукты предварительно нагревают до 40...50 °С. Из перемешанной пробы нефти или нефтепродукта берут навеску 100 г в чистую сухую, предварительно взвешенную стеклянную колбу 1 (рис. 1.2).

Затем в колбу приливают 100 мл растворителя (гептан-толуол) и содержимое перемешивают. Для равномерного кипения в колбу бросают несколько стеклянных или фарфоровых кипелок. Колбу при помощи шлифа присоединяют к отводной трубке приемника-ловушки 2, а к верхней части приемника-ловушки на шлифе присоединяют холодильник 3. Приемник-ловушка и холодильник должны быть чистыми

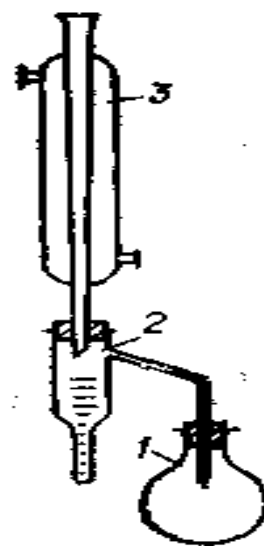


Рис. 1.2. Прибор Дина и Старка

и сухими. Во избежание конденсации паров воды из воздуха верхний конец холодильника необходимо закрыть ватой.

Содержимое колбы нагревают с помощью электрической плитки. Перегонку ведут так, чтобы из трубки холодильника в приемник-ловушку попадали 2–4 капли в секунду.

Нагрев прекращают после того, как объем воды в приемнике-ловушке перестанет увеличиваться и верхний слой растворителя станет совершенно прозрачным. Продолжительность перегонки должна быть не менее 30 мин. Если на стенках трубки холодильника имеются капельки воды, то их сталкивают в приемник-ловушку стеклянной палочкой. После охлаждения испытуемого продукта до комнатной температуры прибор разбирают. Если количество воды в приемнике-ловушке не более 0,3 мл и растворитель мутный, то приемник помещают на 20...30 мин в горячую воду для осветления и снова охлаждают до комнатной температуры. После охлаждения определяют объем воды в приемнике-ловушке с точностью до одного верхнего деления.

Массовую долю воды  $X$ , %, рассчитывают по формуле

$$X = 100V / G,$$

где  $V$  – объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, мл;  $G$  – навеска нефти или нефтепродукта, г.

Результаты определения воды оформляют в виде табл. 1.3.

Количество воды в приемнике-ловушке 0,03 мл и меньше считается следами.

Расхождение между двумя параллельными определениями содержания воды не должны превышать одного верхнего деления занимаемой водой части приемника-ловушки.

Таблица 1.3

*Результаты определения воды в нефти*

Нефть (№ обр.)	Объем исходной нефти, мл	Объем воды в ловушке, мл	Массовая доля воды $X$ , % мас.	Объемная доля воды $X$ , % об.
1				
...				

### **Обезвоживание нефти**

1. Если проба нефти содержит большое количество воды, то сначала ее отстаивают в делительной воронке и нижний водный слой сливают. Если после этого вода не отстаивается, нефть с добавкой деэмульгатора нагревают в делительной воронке, помещенной в сосуд с теплой

водой. Если после подогрева и отстоя нефть все еще содержит воду, к ней прибавляют осушитель – прокаленный хлорид кальция. При обезвоживании хлоридом кальция легкой нефти в течение 2...3 суток удаляется 97 % содержащейся в них воды.

2. Для обезвоживания тяжелой нефти ее нагревают на водяной бане в круглодонной колбе с обратным холодильником. Для повышения эффективности обезвоживания в колбу добавляют хлорид кальция. Выделяющаяся вода конденсируется в верхней части колбы, и ее удаляют фильтровальной бумагой после охлаждения колбы. Эту операцию повторяют до тех пор, пока вода не перестанет выделяться на стенках колбы. По окончании обезвоживания нефть фильтруют через стеклоткань.

3. Метод обезвоживания перегонкой заключается в растворении испытуемой нефти в бензине и отгоне воды вместе с бензиновыми фракциями.

### 1.5. Определение давления насыщенных паров нефти и нефтепродуктов

*Цель работы: определить давление насыщенных паров бензина.*

Определяется давление насыщенных паров с использованием бомбы Рейда (рис. 1.3). Действие прибора основано на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией одновитковой пружины, движение свободного конца которой передаточным механизмом преобразуется в угловое перемещение указательной стрелки манометра.

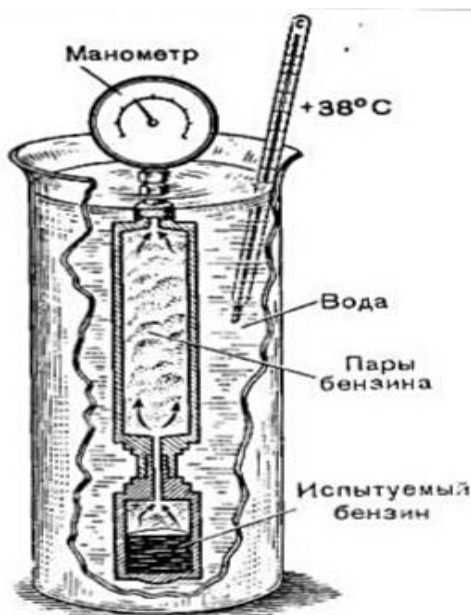


Рис. 1.3. Прибор для определения давления насыщенных паров (бомба Рейда)



*Приборы, реактивы, материалы.* Прибор для определения давления насыщенных паров (бомба Рейда), маномерт, термостат, секундомер.

*Порядок выполнения работы.* Металлическую бомбу перед определением разбирают. Воздушную камеру выдерживают 20 мин в термостате с водой при температуре 37,8 °С. Это необходимо для удаления паров топлива от предыдущего испытания и для создания постоянной влажности воздуха при испытании. Охлажденную (до 0...4 °С) топливную камеру заполняют охлажденной пробой нефтепродукта. Затем присоединяют воздушную камеру к топливной, опрокидывают и сильно встряхивают несколько раз. Затем подготовленную бомбу погружают в нагретую до 37,8 °С водяную баню. Прибор устанавливают так, чтобы все надписи и цифровые обозначения читались нормально, а плоскость шкалы совпадала с вертикальной, и наблюдают за стрелкой манометра до ее полной остановки.

После погружения бомбы в термостат через 5 мин отмечают давление по манометру. Затем вынимают бомбу из бани, опрокидывают ее, сильно встряхивают, снова погружают в баню. Так повторяют через каждые 2 мин, наблюдая за давлением. Примерно через 15...20 мин последовательные отсчеты по манометру становятся постоянными, тогда отмечают показания манометра. За давление насыщенных паров бензина принимают среднее арифметическое из результатов нескольких параллельных испытаний.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Что входит в состав минеральных примесей в нефти?
2. Какой стандартный метод используется для определения содержания механических примесей в нефти?
3. Как влияет присутствие механических примесей на геохимические методы исследования нефти и эксплуатационные качества нефтепродуктов?
4. Причины появления хлористых солей в нефти. Почему лимитируется их содержание в нефти?
5. Объясните, каким образом происходит коррозия оборудования при переработке в присутствии хлористых солей в нефти/нефтепродукте. Как протекает коррозия при одновременном присутствии и серы?
6. В чем сущность метода определения содержания хлористых солей в нефти?
7. Причины появления органических хлоридов в нефти. Почему лимитируется их содержание в нефти?
8. Объясните, каким образом происходит коррозия оборудования при переработке в присутствии органических хлоридов в нефти/нефтепродукте.

9. В чем сущность метода определения содержания органических хлоридов в нефти?

10. Как сказывается присутствие воды на переработке нефти и эксплуатационные свойства нефтепродуктов?

11. Каким методом определяют содержание воды в нефти? В чем сущность данного метода?

12. Какие требования предъявляют к товарной нефти по содержанию в ней воды, механических примесей и солей?

13. О чем можно судить по показателю давления насыщенных паров?

14. Каким должно быть давление насыщенных паров бензина? Назовите нормы показателя давления насыщенных паров по ГОСТу для летних и зимних сортов бензинов.

15. На чем основано действие бомбы Рейда?

16. Что происходит при образовании паровых пробок в системе питания двигателя?

17. Что является основным фактором, влияющим на образование паровых пробок?

## 2. Фракционный состав нефти и нефтепродуктов

Одной из основных характеристик нефти и нефтепродуктов является фракционный состав.

*Фракционированием* называется разделение сложной смеси компонентов на смеси более простого состава. Основным методом фракционирования является разделение по температурам кипения, т. е. перегонка и ректификация.

*Перегонка* (дистилляция) – это физический метод разделения, основанный на испарении жидкости и конденсации паров, обогащенных легколетучим компонентом.

Термин «дистилляция» означает «разделение по каплям». Поэтому установилось понятие о фракционном составе нефти и нефтепродуктов как о выходе (по объему или по массе) отдельных погонов – фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах или до определенной температуры.

*Ректификация* – физический метод разделения, основанный на многократном противоточном контакте жидкой и паровой фаз. При этом паровая фаза обогащается низкокипящим компонентом, а жидкая – высококипящим.

Фракционный состав нефти дает представление о количественном содержании бензиновых, керосиновых и масляных фракций. Данные по фракционному составу позволяют сравнивать нефти различных месторождений или различных тектонических блоков и горизонтов, а также могут быть использованы и в геохимическом плане.

В технических условиях на авиационные и автомобильные бензины, авиационные тракторные и осветительные керосины, дизельные топлива одним из важнейших показателей является фракционный состав. При проведении разгонки для этих нефтепродуктов в стандартных условиях нормируются: температура начала кипения, температуры при которых отгоняется 10, 50, 90, 97 об. % от загрузки, а также остаток (в %) и иногда температура конца кипения.

Фракционный состав моторных топлив имеет очень важное эксплуатационное значение, так как характеризует их испаряемость в двигателях и давление паров при различных температурах и давлениях.

Температура начала кипения и особенно температура выкипания 10 % топлива характеризует пусковые свойства топлива. Чем ниже эта температура, тем, следовательно, больше в топливе легкоиспаряющихся веществ и тем легче можно запустить двигатель и при более низкой температуре. Однако чрезмерное облегчение фракционного состава, особенно для авиатоплив, недопустимо, так как приводит к образованию газовых пробок в топливоподающей системе и прекращению пода-

чи топлива в камеру сгорания. Поэтому температура начала кипения нормируется всегда не ниже определенной величины. Температура выкипания в 50 % оказывает решающее влияние на быстроту прогрева запущенного на ходу двигателя и на соответствующий расход топлива. Не меньшее значение имеет и полное испарение топлива, что по данным стандартной разгонки хорошо характеризуется температурами выкипания 90,97...98 % и конца кипения. При повышении этих температур уменьшается полнота испарения топлива, что влечет за собой неравномерность в его распределении по цилиндрам двигателя.

При атмосферной перегонке нефти получают следующие фракции, выкипающие до 350 °С (светлые дистилляты):

- от н. к. (начало кипения) до 140 °С – бензиновая фракция;
- 140...180 °С – лигроиновая (тяжелая нафта);
- 140...220 °С – керосиновая фракция;
- 180...350 °С (220...350 °С) – дизельная фракция (легкий газойль, соляровый дистиллят).

Фракции, выкипающие до 200 °С, называют легкими, или бензиновыми, от 200 до 300 °С – средними, или керосиновыми, выше 300 °С – тяжелыми, или масляными. Все фракции, выкипающие до 300...350 °С, называют светлыми. Остаток после отбора светлых дистиллятов (выше 350 °С) – называется мазутом. Мазут разгоняют под вакуумом. При этом получают следующие фракции в зависимости от направления переработки нефти:

1. Для получения топлива:
  - 350...500 °С – вакуумный газойль (вакуумный дистиллят);
  - более 500 °С – вакуумный остаток (гудрон).
2. Для получения масел:
  - 300...400 °С – легкая фракция;
  - 400...450 °С – средняя фракция;
  - 450...490 °С – тяжелая фракция;
  - более 490 °С – гудрон.

## **2.1. Определение фракционного состава нефти на аппарате Энглера**

*Цель работы: определить фракционный состав нефти методом прямой перегонки.*

В зависимости от условий проведения испытания проводят двумя способами:

- **А** – для автомобильных бензинов, авиационных топлив, растворителей с установленной точкой кипения, нафты, уайт-спирита, керосина, газойлей, дистиллятных жидких топлив и аналогичных нефтепродуктов;
- **Б** – для нефти и темных нефтепродуктов.

Сущность метода заключается в перегонке 100 см<sup>3</sup> испытуемого образца при условиях, соответствующих природе продукта, и проведении постоянных наблюдений за показаниями термометра и объемами конденсата.

*Приборы, реактивы, материалы.* Стандартный аппарат для разгонки нефтепродуктов АРНС, соответствующий требованиям ГОСТ 2177 (рис. 2.1), – 1 шт., колба круглодонная для разгонки по ГОСТ 25336, вместимостью 100 см<sup>3</sup> – 1 шт., термометр типа ТИН-2 – 1 шт., цилиндры по ГОСТ 1770, вместимостью 10 и 100 см<sup>3</sup>, секундомер, барометр.

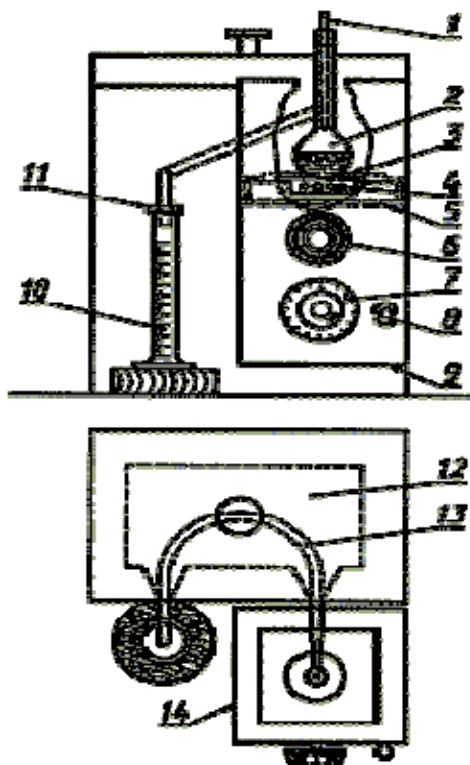


Рис. 2.1. Схема аппарата для разгонки нефтепродуктов:  
 1 – термометр; 2 – колба для перегонки; 3 – асбестовая прокладка;  
 4 – электрический нагревательный элемент; 5 – подставка; 6 – ручка  
 для регулирования положения колбы; 7 – диск для регулирования нагрева;  
 8 – выключатель; 9 – открытое дно кожуха; 10 – мерный цилиндр;  
 11 – фильтровальная бумага; 12 – охлаждающая баня; 13 – трубка холодильника;  
 14 – кожух

*Порядок выполнения работы.* Перед перегонкой нефтепродукты обезвоживают. При большом содержании воды нефтепродукт отстаивают и сливают, затем обезвоживают. При перегонке допускается воды в нефти не более 0,1...0,2 %, определенной в соответствии с ГОСТ 2477.

Сухим, чистым цилиндром отмеряют 100 см<sup>3</sup> испытуемого нефтепродукта и осторожно переливают его в колбу так, чтобы жидкость не попала в отводную трубку колбы. Объем нефти и темных нефтепродук-

тов в цилиндре отсчитывают по верхнему мениску. При наливке в колбу нефтепродукт должен иметь температуру  $(20\pm 3)$  °С. Для парафинистой нефти температура при наливке в колбу должна быть  $(33\pm 3)$  °С. Для равномерного кипения в колбу бросают кипелки.

В горловину колбы с продуктом вставляют термометр на плотно пригнанной пробке так, чтобы ось термометра совпадала с осью шейки колбы, а верх ртутного шарика находился на уровне нижнего края отводной трубки в месте ее припая (рис. 2.2).

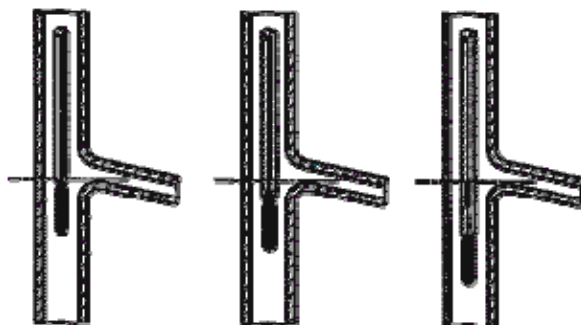


Рис. 2.2. Положение термометра в перегонной колбе

Колбу с нефтью ставят на прокладку с внутренним фасонным отверстием 40/50 мм. Отводную трубку колбы соединяют с верхним концом трубки холодильника при помощи плотно пригнанной пробки так, чтобы отводная трубка входила в трубку холодильника на 25...40 мм и не касалась стенок последней. Соединения на корковых пробках заливают коллодием.

При перегонке нефти и темных нефтепродуктов под трубку холодильника ставят чистый сухой цилиндр так, чтобы трубка холодильника входила в цилиндр не менее чем на 25 мм, но не ниже метки 100 см<sup>3</sup>, и не касалась его стенок. На время перегонки отверстие цилиндра закрывают ватой или листом фильтровальной бумаги. При перегонке нефти в начале температура воды в холодильнике должна быть 0...5 °С. Охлаждение проводят проточной водой, подавая ее через нижний патрубок и отводя через верхний.

При перегонке парафинистой нефти при достижении 250 °С температуру воды в холодильнике доводят до 50 °С, добавляя в нее горячую воду.

Записывают барометрическое давление и равномерно нагревают колбу так, чтобы до падения первой капли конденсата с конца трубки холодильника в соответствующий цилиндр прошло:

- 5...10 мин – при перегонке нефти;
- 10...15 мин – при перегонке жидких парафинов и темных нефтепродуктов.

Отмечают температуру, показываемую термометром в момент падения первой капли конденсата с конца трубки холодильника в мерный цилиндр, записывают как температуру начала перегонки (начала кипения).

Затем мерный цилиндр устанавливают так, чтобы конденсат стекал по стенке цилиндра. Далее перегонку ведут с равномерной скоростью  $2...5 \text{ см}^3$  в мин, что соответствует примерно 20–25 каплям за 10 с (количество капель за 10 с, соответствующее скорости перегонки  $2...5 \text{ см}^3$  в мин, уточняется для каждой трубки холодильника отдельно). Для проверки скорости перегонки по количеству капель цилиндр отставляют на короткий промежуток времени от конца трубки холодильника.

Начальную перегонку темных нефтепродуктов ведут так, чтобы скорость отгона первых  $8...10 \text{ см}^3$  была  $2...3 \text{ см}^3$  в мин. Далее перегонку ведут со скоростью  $4...5 \text{ см}^3$  в мин.

При перегонке нефти скорость отгона вначале должна быть  $2...5 \text{ см}^3$  в мин, а затем  $2...2,5 \text{ см}^3$  в мин (одна капля в с).

В процессе перегонки производят записи в соответствии с нормативной документацией на испытуемый нефтепродукт. Эти данные включают показания термометра при указанном проценте отгона или процент отгона при заданном показании термометра.

Показания термометра записывают с учетом поправок на погрешность термометра, указанных в приложенном к нему свидетельстве, и на барометрическое давление.

После достижения конечной температуры, установленной в нормативной документации на испытуемый нефтепродукт, нагрев колбы прекращают, дают стечь конденсату в течение 5 мин и записывают объем жидкости в цилиндре.

Если в нормативной документации на испытуемый нефтепродукт нормируется температура конца кипения, колбу нагревают до тех пор, пока ртутный столбик термометра не остановится на некоторой высоте, а после этого начинает спускаться. Максимальную температуру, показываемую при этом термометром, записывают как температуру конца кипения. При появлении белых паров анализ считается недействительным. Для таких продуктов за температуру конца кипения принимают температуру, при которой произошла остановка ртутного столбика термометра и еще не появились белые пары. После этого нагрев колбы прекращают, дают стечь конденсату в течение 5 мин и записывают объем жидкости в цилиндре.

**Примечание.** Характерными признаками термического разложения являются выделение белых паров и неустойчивые показания термометра, которые обычно уменьшаются после любой попытки отрегулировать нагрев.

Перегонку нефти ведут до 300 °С. При этом отмечают температуру начала кипения и объемы конденсатов при 100, 120, 150, 160 °С и далее через каждые 20 °С до 300 °С.

Все отсчеты при перегонке ведут с погрешностью не более 0,5 см<sup>3</sup> и 1 °С.

После прекращения нагрева колбу охлаждают в течение 5 мин, снимают термометр, отсоединяют колбу от трубки холодильника и осторожно выливают горячий остаток из колбы в измерительный цилиндр вместимостью 10 см<sup>3</sup>. Цилиндр с остатком охлаждают до (20±3) °С и записывают объем остатка с погрешностью не более 0,1 см<sup>3</sup>.

Разность 100 см<sup>3</sup> и суммы объемов конденсата и остатка записывают как процент потерь при перегонке.

При перегонке нефти остаток не измеряют.

Если перегонка ведется при барометрическом давлении выше 102,4·10<sup>3</sup> Па (770 мм рт. ст.) или ниже 100,0·10<sup>3</sup> Па (750 мм рт. ст.), то в показания термометра вводят поправки по формуле

$$C = 0,00009(101,3 \cdot 10^3 - P_0) \cdot (273 + t_0),$$

где  $P_0$  – барометрическое давление, преобладающее во время испытания, Па;  $t_0$  – наблюдаемые показания термометра, °С.

Поправка  $C$  прибавляется к показаниям термометра при барометрическом давлении ниже 100,0·10<sup>3</sup> Па (750 мм рт. ст.) и вычитается при барометрическом давлении выше 102,4·10<sup>3</sup> Па (770 мм рт. ст.). В пределах барометрического давления от 100,0·10<sup>3</sup> Па (750 мм рт. ст.) до 102,4·10<sup>3</sup> Па (770 мм рт. ст.) поправки не вносят.

Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов по выходу фракций, подразделяется на типы, представленные в табл. 2.1.

Таблица 2.1

*Типы нефти*

Наименование параметра	Норма для нефти типа					Метод испытания
	0	1	2	3	4	
Выход фракций, %, не менее, до температуры:						По ГОСТ–2177
200 °С	30	27	21	–	–	
300 °С	52	47	42	–	–	
350 °С	62	57	53	–	–	

За результат испытания принимают среднее арифметическое результатов двух последовательных определений.



Результаты лабораторной работы оформляются в виде табл. 2.2.

Таблица 2.2

*Определение фракционного состава*

Температура отгона, °С	Выход фракции, %			Расхождения между разгонками, см <sup>3</sup>
	1-я разгонка	2-я разгонка	среднее значение	
н. к.				
100				
120				
150				
160				
180				
200				
220				
240				
260				
280				
300				

## 2.2. Определение фракционного состава нефти на аппарате АРН-2

*Цель работы: построение кривой ИТК, определение потенциального содержания фракций в нефти.*

Методы лабораторной ректификации могут быть периодические и непрерывные. При периодической ректификации, так же как и при простой периодической перегонке, разовая загрузка куба постепенно испаряется при нагревании, но образующиеся при этом пары многоступенчатой (многократной) дефлегмацией обогащаются легкокипящими для данного момента испарения углеводородами. В отличие от дистилляции с дефлегмацией, где это обогащение идет только за счет конденсации высококипящих компонентов пара внешним источником охлаждения, при ректификации (рис. 2.3) этот процесс протекает более эффективно.

В каждом сечении колонны (например, в-в) поток поднимающегося пара I встречает стекающий поток жидкости V, имеющей углеводородный состав, схожий с составом паров (но с большим содержанием тяжелых углеводородов), и температуру на 5...10 °С ниже температуры паров. За счет этой разности температур и составов часть высококипящих углеводородов VI конденсируется в поток жидкости, а выделяющаяся теплота их конденсации способствует испарению низкокипящих углеводородов VII, попадающих в поток пара. Таким образом, в этом случае

происходит двойное (за счет потоков VI и VII) обогащение потока пара низкокипящими компонентами, а жидкости – высококипящими.

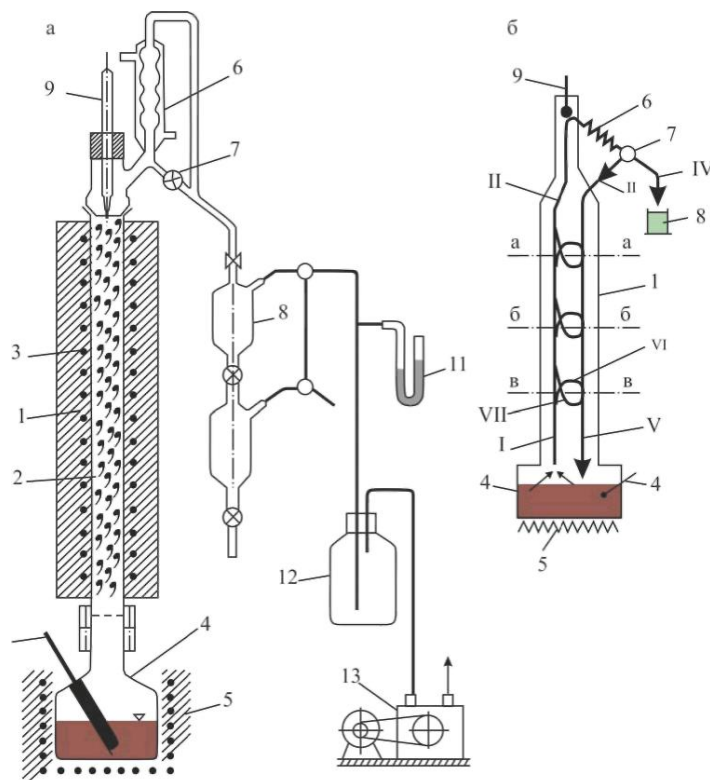


Рис. 2.3. Схема аппарата разгонки нефти АРН-2 (а) и принцип его работы (б):  
 1 – колонна; 2 – насадка; 3 – обогрев и изоляция колонны; 4 – куб; 5 – печь;  
 6 – конденсационная головка; 7 – кран для отбора фракций; 8 – приемник;  
 9, 10 – термомпары; 11 – манометр; 12 – буферная емкость; 13 – вакуумный насос;  
 I – пары из куба; II – пары ректификата на конденсацию; III – ректификат на орошение;  
 IV – отбираемая часть ректификата; V – флегма, стекающая в куб;  
 VI, VII – конденсируемая часть паров и испаряемая часть – орошение на каждом уровне контакта (а–а, б–б, в–в и т. д.)

Такой процесс происходит по всей высоте колонны (в сечениях а–а, б–б и т. д.), и наверху колонны поток паров II, выходящий на конденсацию ректификат, максимально обогащен низкокипящими углеводородами и имеет температуру значительно ниже, чем у аналогичной смеси в колбе при простой дистилляции и даже дистилляции с дефлегмацией.

После конденсации в конденсаторе 6 часть ректификата III возвращается в колонну, создавая встречный поток жидкости (орошение), а другая часть IV выводится как отбираемый ректификат. Отношение количества потока III к количеству IV называют *кратностью орошения*, и чем кратность орошения выше, тем лучше степень разделения углеводородов смеси (четкость ректификации).

*Приборы, реактивы, материалы.* Устройство лабораторной установки периодической ректификации нефти (рис. 2.3).

*Порядок выполнения работы.* Нефть, помещенная в куб 4, испаряется, и образующийся поток паров углеводородов (меняющийся по составу по мере испарения нефти) поднимается по колонне 1 вверх. Колонна заполнена насадкой 2 для увеличения поверхности и длительности контакта паров с флегмой. Наверху колонны пары попадают в конденсатор 6, и образовавшийся конденсат (ректификат) возвращается в колонну наверх насадки. Стекая по ней, флегма контактирует с паровым потоком и за счет описанной выше многократной частичной конденсации паров и частичного испарения жидкости оба потока обогащаются, концентрируя низкокипящие (пары) и высококипящие (орошение) компоненты. Часть обогащенных паров в сконденсированном виде через регулировочный кран 7 отбирают в приемник 8, а остальное возвращается на орошение. В этом случае отбор ведут по температуре наверху колонны. Например, от начала кипения до 80 °С отбирают и взвешивают первую фракцию, затем от 80 до 100 °С – вторую, от 100 до 120 °С – третью и т. д. При атмосферном давлении перегонку ведут до 220...240 °С, после чего систему герметизируют и продолжают перегонку при 1,3 кПа (10 мм рт. ст.) до 320...340 °С, а затем давление понижают до 0,1...0,15 кПа и ведут ее до появления первых признаков термического разложения остатка в кубе. Обычно это наблюдается при температуре кипения фракции (приведенной к нормальному давлению) – около 480...500 °С.

Полученные значения температур кипения отбираемых фракций и их выходов (в % мас. от загрузки куба) представляют в виде таблицы или кривой и называют *фракционным составом по ИТК* (истинным температурам кипения). Термин «истинные температуры» употребляется здесь условно, т. к. даже при ректификационном обогащении пары состоят из десятков углеводородов, и температура, фиксируемая термометром 9, есть усредненная для этой гаммы углеводородов величина. «Истинной» эту температуру считают относительно температур, фиксируемых при простой перегонке, где состав отбираемых фракций значительно шире по числу входящих в них углеводородов.

Строят кривую ИТК нефти (нефтепродукта) на основании зависимости температуры конца кипения отдельной фракции от ее суммарного выхода. Типичная кривая ИТК, полученная для той же нефти, что и остальные кривые, показана на рис. 2.4 (кривая 4). Она имеет наибольший из всех наклон, т. е. наибольшую четкость разделения углеводородов при испарении, и соответственно наименьшую температуру начала кипения и наибольшую – конца кипения.

Описанный метод определения состава нефти по ИТК стандартизован (ГОСТ 11011-85) и выполняется в аппарате для ректификации нефти АРН-2. Аналогичный стандарт США – ASTM D-2892.

Допускаемые расхождения между параллельными перегонками не должны превышать: 1 % при отборе фракций до 320 °С и 1,5 % при отборе фракций выше 320 °С.

Для приведения температур кипения в вакууме к температурам кипения при атмосферном давлении существуют специальные пересчетные формулы (Дюринга, Рамзая–Юнга, Ашворта и др.) и номограммы (АзНИИ, Билла, UOP и др.). Следует иметь в виду, что они дают разноречивые результаты, поэтому при проведении работ рекомендуется пользоваться какой-либо одной из перечисленных формул или номограмм. Номограмма UOP в табулированном виде приведена в ГОСТ 10120–71.

Ректификацией можно разделять смесь компонентов, различающихся по температуре кипения всего на 0,5 °С.

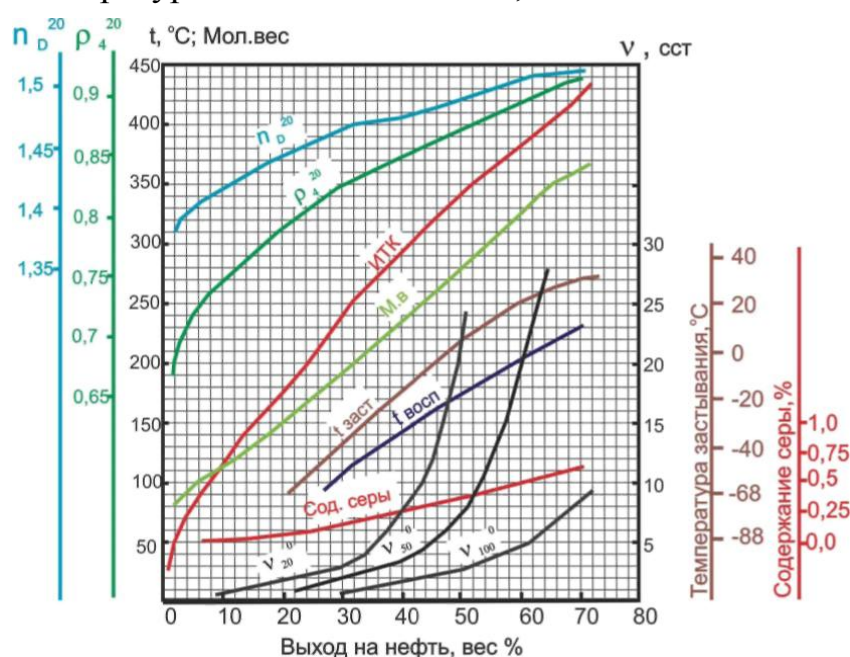


Рис. 2.4. Кривые разгонки нефти Соболиного месторождения

Состав по ИТК является одной из важных и широко используемых характеристик нефти и нефтепродуктов. Для выполнения технологических расчетов и технологического моделирования с помощью программных средств любую сложную смесь веществ (в данном случае углеводородов) необходимо представлять в виде смеси конечного числа компонентов с присущими им свойствами. Состав нефти по ИТК выражается в виде дискретных точек, представляемых затем монотонной кривой (рис. 2.4). Поэтому для представления сложного состава нефти в виде дискретной смеси конечного числа компонентов кривую ИТК делят на отрезки (фракции), называемые условными компонентами. Это деление можно осуществлять тремя способами:

- по экспериментальным точкам отбора фракций при ректификации;

- температурным пределам кипения фракций, обусловленным заранее (если они не совпадают с экспериментальными);
- выходу фракций, если он чем-то обусловлен, и температурные пределы кипения фракций получаются в этом случае как функция.

Таблица 2.3

*Потенциальное содержание фракций в нефти месторождения Соболиное*

Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход фракций на нефть, %		Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход фракций на нефть, %	
	отдельных	суммарно		отдельных	суммарно
Газ до С <sub>4</sub>	–	–	200–210	1,6	25,6
пропан	–	–	210–220	1,6	27,2
изобутан	0,2	0,2	220–230	1,6	28,8
н-бутан	0,4	0,6	230–240	1,6	30,4
28–60	2,0	2,6	240–250	1,6	32,0
60–62	0,1	2,7	250–260	1,8	33,8
62–70	1,0	3,7	260–270	2,0	35,8
70–80	1,2	4,9	270–280	2,2	38,0
80–85	0,7	5,6	280–290	2,0	40,0
85–90	0,6	6,2	290–300	2,0	42,0
90–95	0,7	6,9	300–310	2,2	44,2
95–100	0,7	7,6	310–320	2,2	46,4
100–105	0,7	8,2	320–330	2,0	48,4
105–110	0,8	9,0	330–340	1,9	50,3
110–120	1,5	10,5	340–350	2,0	52,3
120–122	0,3	10,8	350–360	2,3	54,6
122–130	1,4	12,2	360–370	2,6	57,2
130–140	1,6	13,8	370–380	2,6	59,8
140–145	0,8	14,6	380–390	2,7	62,5
145–150	1,0	15,6	390–400	2,5	65,0
150–160	1,8	17,4	400–410	2,4	67,4
160–170	1,6	19,0	410–420	2,3	69,7
170–180	1,6	20,6	420–430	2,0	71,7
180–190	1,7	22,3	430–432	0,3	72,0
190–200	1,7	24,0	остаток	28,0	100,0

Для каждого условного компонента определяют среднюю температуру кипения (как среднеарифметическую температур начала и конца кипения

такого компонента по кривой ИТК), и эта температура служит в дальнейшем базовым физическим параметром во всех технологических расчетах, где используется фракционный состав. По кривой ИТК (рис. 2.4) устанавливают потенциальное содержание в нефти отдельных фракций (табл. 2.3).

Данные по ИТК являются наиболее часто используемой информацией о составе нефти или нефтепродуктов. Однако их экспериментальное определение на лабораторных ректификационных установках очень трудоемко и продолжительно (10...20 часов) и требует значительных количеств анализируемого продукта (от 100 мл до 5 л).

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Какие варианты дистилляции нефти вам известны?
2. Дайте определение понятия фракционного состава нефти.
3. На какие типы подразделяют нефть в соответствии со стандартной технологической классификацией?
4. Как определяют температуру завершения процесса разгонки?
5. Что называется фракционным составом нефти?
6. Для каких целей необходимо знание фракционного состава нефти?
7. Фракционный состав – это характеристика смеси веществ или индивидуального вещества?
8. Какими методами определяют фракционный состав нефти?
9. Какой процесс лежит в основе большинства лабораторных методов определения фракционного состава нефти?
10. Чем отличаются методы перегонки и ректификации?
11. Чем отличаются методы непрерывной и периодической перегонки?
12. Какой метод позволяет наиболее четко разделять компоненты нефти по фракциям в зависимости от температур кипения?
13. Какой метод разделения нефти позволяет получить сведения о количестве фракций, выкипающих при температурах выше 320...350 °С?
14. Какими температурами характеризуется фракция нефти?
15. Какова максимальная температура отбора нефтяных фракций?
16. Как называются фракции нефти, выкипающие до 200 °С?
17. Как называются фракции нефти, выкипающие в интервале температур 200...300 °С?
18. Как называются фракции нефти, выкипающие выше 300 °С?
19. Как называется остаток после отбора светлых фракций нефти?
20. Укажите температурные пределы выкипания бензиновой фракции.
21. Укажите температурные пределы выкипания керосиновой фракции.
22. Укажите температурные пределы выкипания дизельной фракции.
23. Что такое кривая ИТК?

### 3. Определение физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов

Нефть – горючая, маслянистая жидкость со специфическим запахом от светло-коричневого (почти бесцветного) до темно-бурого (почти черного) цвета. В настоящее время в России действует государственный стандарт Р 51858-2002, в котором прописаны основные характеристики нефти, добываемой на территории Российской Федерации.

В соответствии с этим стандартом приняты два определения нефти:

*Сырая нефть* – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битума и кокса.

*Товарная нефть* – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

С химической точки зрения нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, основу которой составляют углеводороды различного строения. Состав и строение нефти различных месторождений нередко сильно отличаются друг от друга.

К основным характеристикам нефти и нефтепродуктов относятся:

- плотность;
- вязкость;
- молекулярная масса (вес);
- содержание серы;
- температуры вспышки, воспламенения и самовоспламенения;
- температуры застывания, помутнения и начала кристаллизации.

**Плотность** нефти является важным показателем, оказывающим существенное влияние на рентабельность проектов разработки месторождений и ее рыночную стоимость, и зависит от химической природы составляющих веществ, молекулярной массы компонентов, фракционного состава, присутствия растворенных газов, содержания смолистых веществ и т. д. По мере увеличения геологического возраста и глубины залегания плотность нефти в основном уменьшается. Более высокая плотность указывает на высокое содержание ароматических углеводородов и смолисто-асфальтеновых веществ, а низкая – на преобладание парафиновых углеводородов в нефти. Чем меньше плотность нефти, тем легче процесс ее переработки и выше качество получаемых из нее нефтепродуктов.

Следует иметь в виду, что результаты определения плотности искажаются при наличии в исходной пробе нефти (нефтепродукта) воды и механических примесей.

Плотностью называется масса единицы объема вещества (нефти, нефтепродукта). Единицей плотности является  $\text{г/см}^3$  или  $\text{кг/м}^3$ .

Плотность различной по составу нефти находится в пределах от 0,78 до 1,00  $\text{г/см}^3$ , но в большинстве случаев укладывается в более узкие пределы 0,83...0,96  $\text{г/см}^3$ .

Плотность – один из важнейших и широко употребляемых параметров характеристики нефти и нефтепродуктов, а также индивидуальных углеводородов. Определение плотности нефти и нефтепродуктов облегчает расчеты, связанные с вычислением их массового количества. Учет количества нефти и нефтепродуктов в объемных величинах вызывает неудобства, т. к. объем жидкости зависит от температуры. Зная объем и плотность при приеме, отпуске и учете нефти и нефтепродуктов, можно выражать их количество в массовых единицах. Это очень важно как для конструктивно-расчетных исследований, так и для практической работы на местах производства, транспортировки и потребления нефти и нефтепродуктов.

Плотность используется в исследовательской практике при расчете структурно-группового состава по методу n-d-M, при анализе углеводородных фракций рефрактометрическими методами. Плотность также является нормируемым показателем для некоторых нефтепродуктов (топливо для реактивных двигателей, бензин-растворитель, некоторые марки мазутов, авиационные масла, вазелиновое медицинское масло, бензол, толуол, ксилол).

Согласно российскому ГОСТ Р 51858–2002 товарную нефть (сырая нефть, подготовленная к поставке потребителю) подразделяют по плотности на пять типов, представленных в табл. 3.1.

Таблица 3.1

*Типы товарной нефти*

Тип нефти	Плотность, $\text{кг/м}^3$ , при температуре		Наименование
	+20 °С	+15 °С	
0	не более 830,0	не более 834,5	Особо легкая
1	830,1–850,0	834,6–854,4	Легкая
2	850,1–870,0	854,5–874,4	Средняя
3	870,1–895,0	874,5–899,3	Тяжелая
4	более 895,0	более 899,3	Битуминозная

**Вязкость.** В любой жидкости под влиянием внешней силы происходит перемещение молекул относительно друг друга. Возникающее



при этом трение между молекулами, т. е. внутреннее сопротивление этому перемещению, называется внутренним трением, или вязкостью. Вязкость – свойство частиц жидкости оказывать сопротивление взаимному перемещению под действием внешней силы. Значения вязкости входят во все гидродинамические расчеты, характеризующие реологические свойства нефти. Без ее точного знания невозможно рассчитать скорости фильтрации флюидов в пористой системе коллектора, а также мощностей насосов при добыче, сборе и подготовке нефти для внешнего транспорта.

Важным эксплуатационным показателем топлив и масел является прокачиваемость. Прокачиваемость моторных топлив и топлив для газотурбинных и котельных установок существенно зависит от их вязкости. Например, количество бензина вязкостью  $0,65 \text{ мм}^2/\text{с}$ , поступающего в двигатель за 1 мин., составляет 100 г, а бензина вязкостью  $1,0 \text{ мм}^2/\text{с}$  – 95 г. В технических требованиях на товарные топлива и смазочные масла предусмотрены соответствующие ограничения значения вязкости. Так, топлива для быстроходных дизелей должны иметь кинематическую вязкость при  $+20 \text{ }^\circ\text{C}$  в пределах  $1,5 \dots 6,0 \text{ мм}^2/\text{с}$ .

Различают *динамическую, кинематическую и условную вязкость*.

*Динамическая вязкость*  $\eta_t$  – это отношение действующего касательного напряжения к градиенту скорости при заданной температуре. Размерность динамической вязкости определяют из вышеприведенного уравнения. В системе СИ единица измерения динамической вязкости 1 паскаль-секунда –  $\text{Па}\cdot\text{с}$ , на практике используют обычно  $\text{мПа}$ . Величина, обратная динамической вязкости, называется *текучестью*.

Под *кинематической вязкостью* ( $\nu_t$ ) понимается свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учетом сил тяжести. Она представляет собой отношение абсолютной, или динамической, вязкости  $\eta_t$  данной жидкости к ее плотности  $\rho_4^t$  при одной и той же температуре  $t$  (обычно используют стандартные условия при  $+20 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

Размерность кинематической вязкости: в системе СИ  $\nu_t = 1 \text{ м}^2/\text{с}$ , в международном стандарте ИСО 3104 и ГОСТ России  $\nu_t = 1 \text{ мм}^2/\text{с}$ .

В системе СГС  $\nu_t = 1 \text{ см}^2/\text{с} = 1 \text{ стокс (ст)}$ ,  $1 \text{ ст} = 10 \text{ сст (сантистокс)} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ .

*Условная вязкость (ВУ)* – величина, которая определяется сравнением (отношением) времени вытекания под влиянием силы тяжести из стандартного прибора  $200 \text{ см}^3$  нефтепродукта при заданной температуре и такого же количества дистиллированной воды при  $+20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Измеряется величина в градусах ( $^\circ\text{ВУ}$ ) или в секундах Сейсболта, Редвуда (на одно-

именных вискозиметрах). Как правило, для этих целей используют трубку с диаметром отверстия 5 мм. Перевод значений кинематической вязкости в условную находится в справочной литературе.

Вязкость зависит от температуры и давления, состава нефти и количества растворенного в ней газа. Поскольку величина вязкости в сильной степени зависит от температуры, то необходимо указывать, при какой температуре ( $T^\circ$ ) она определена. В технических требованиях величина вязкости нормируется обычно при +20, +50 и +100 °С. Для нормальных жидкостей (индивидуальные вещества, растворы) вязкость при данной температуре ( $T^\circ$ ) и давлении ( $P$ ) является постоянным физическим свойством, не зависящим от условий определения и скорости перемещения частиц (течения). С повышением температуры вязкость уменьшается, т. е. увеличивается среднее расстояние между молекулами за счет ослабления взаимного притяжения и, как следствие, уменьшается сила трения. С повышением давления ( $P$ ) вязкость возрастает.

**Молекулярная масса** является важнейшей физико-химической характеристикой вещества. Молекулярная масса нефтяных фракций и нефтепродуктов как смеси дает понятие об относительной молекулярной массе «средней» молекулы из числа молекул, входящих в их состав. Молекулярная масса, как и плотность, является опорной характеристикой, используемой для расчета других показателей, таких, например, как молекулярная рефракция. Знание молекулярной массы необходимо при определении структурно-группового состава нефтяных фракций и нефтепродуктов. В случае смесей химических соединений, каковыми являются фракции нефти и нефтепродукты, молекулярная масса складывается из молекулярных масс отдельных компонентов. Молекулярная масса широко используется для расчетов аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов. Молекулярная масса сырой нефти находится в довольно широких пределах, но чаще всего значение ее соответствует интервалу 220...300. Молекулярная масса нефтяных фракций увеличивается с повышением температуры кипения фракции.

**Содержание серы.** Товарные нефтепродукты строго контролируются на содержание серосодержащих соединений. Сера, преимущественно в виде сернистых соединений, присутствует во всех типах нефти, однако содержание ее колеблется в широких пределах. Малосернистый тип нефти характеризуется содержанием серы от сотых долей процента до 0,5 %; среднесернистый – от 0,5 до 1 %; сернистый – от 1 до 3 %. Нефти с содержанием серы свыше 3 % принято считать высокосернистыми. Установлено, что сера в нефти находится в виде свободной серы, сероводорода и органических серосодержащих соединений двухвалентной серы: меркаптанов, сульфидов и полисульфидов, тиофанов, тиофенов и т. д.

Современные физико-химические методы исследования позволяют идентифицировать и определять структурно-групповой состав сераорганических соединений нефтяных фракций, выкипающих до 500 °С. В нефти к настоящему времени идентифицировано более 250 соединений.

Сернистые соединения являются очень вредной примесью для нефтепродуктов. Они токсичны, придают нефтепродуктам неприятный запах, оказывают отрицательное влияние на процессы подготовки и переработки нефти. Попадая в нефтепродукты, ухудшают их эксплуатационные свойства (негативно отражаются на антидетонационных свойствах бензинов, способствуют смолообразованию в крекинг продуктах, увеличивают коррозию и износ оборудования) и делают невозможным их дальнейшее использование в нефтехимическом синтезе.

**Температурой вспышки** называется температура, при которой пары нефтепродукта, нагреваемого в определенных условиях, образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. По температуре вспышки нефтепродукты делятся на легковоспламеняющиеся и горючие. К легковоспламеняющимся относятся нефтепродукты, имеющие температуру вспышки паров не более 61 °С в закрытом тигле (не более 66 °С в открытом тигле).

Легковоспламеняющимися нефтепродуктами являются моторные топлива. Так, автомобильный бензин имеет температуру вспышки в закрытом тигле – 50 °С, авиационный – 30 °С. Топлива для реактивных двигателей, в зависимости от сортности, должны иметь температуру вспышки не ниже 28...60 °С, а топлива для быстроходных дизелей – 35...61 °С. Температура воспламенения дизельных топлив находится в пределах 57...119 °С и всегда выше температуры вспышки.

Температура самовоспламенения нефтепродукта с увеличением его молекулярной массы уменьшается: если бензины самовоспламеняются при температурах выше 500 °С, то дизельные топлива при 300...330 °С. По температурам вспышки, воспламенения и самовоспламенения оценивают пожаро- и взрывоопасность нефти и нефтепродукта.

**Низкотемпературные свойства.** Образование структуры или просто выпадение в осадок отдельных компонентов при охлаждении нефти и нефтепродуктов (например, кристаллизация парафинов в нефтях, дизельных топливах и смазочных маслах) крайне нежелательно. При охлаждении индивидуального химического соединения происходит его переход из жидкого состояния в твердое при постоянной температуре, называемой *температурой затвердевания*. При нагревании твердое вещество превращается в жидкость и при постоянной температуре, называемой температурой плавления. Каждое индивидуальное химическое

соединение имеет свою температуру плавления, которая является его физической константой.

Нефть и нефтепродукты не имеют определенной температуры перехода из одного агрегатного состояния в другое. При понижении температуры отдельные компоненты нефти и нефтепродуктов становятся более вязкими и малоподвижными, а некоторые переходят в твердое состояние и выделяются в виде осадка. Поэтому признаки, по которым приходится судить о низкотемпературных свойствах нефти и нефтепродуктов, выбраны условно, а сами определения проводятся по стандартным методикам.

Для характеристики низкотемпературных свойств введены следующие показатели: для нефти, нефтяных масел, дизельных и котельных топлив – *температура потери текучести* (стандарт ИСО 3016) или *температура застывания* (ГОСТ 20287–91); для карбюраторных, реактивных и дизельных топлив – *температура помутнения* (стандарт ИСО 3015); для моторных топлив – определение *точки замерзания* (стандарт ИСО 3013) или *температура начала кристаллизации* (ГОСТ 5066–91).

*Температура помутнения и начала кристаллизации* – такая температура, при которой появляются мелкие кристаллы в виде облака в жидкости при охлаждении ее в определенных условиях, нефтепродукт приобретает мутный цвет. При дальнейшем понижении температуры образец приобретает неподвижность. Кристаллизация парафинов (и помутнение) в нефтепродуктах наступает несколько раньше, чем нефтепродукт полностью застынет. По этому показателю судят о гигроскопичности карбюраторных и реактивных топлив и о возможности выпадения кристаллов льда, засоряющих топливоподающую систему, что чрезвычайно опасно при эксплуатации авиационных двигателей и автомобильных зимой. Это определяют визуально, сопоставляя охлаждаемый образец нефтепродукта с прозрачным эталоном по ГОСТу. Метод применим для определения температуры помутнения нефтепродуктов, прозрачных в слое толщиной 40 мм и имеющих температуру помутнения ниже +49 °С.

*Температура потери текучести* – наиболее низкая температура, при которой еще наблюдается движение образца нефтепродукта в условиях испытания. Температура, при которой образец приобретает неподвижность, принимают за *температуру застывания*. Температура потери текучести (температура застывания) нефти, нефтепродуктов представляет техническую характеристику, по которой судят об их эксплуатационных свойствах. Эта характеристика имеет большое практическое значение при всех транспортных операциях при низких температурах, а также при использовании нефтепродуктов в зимних условиях. Застывание нефти и нефтепродуктов вызывается наличием в них рас-

творенных твердых парафинов и церезинов и резким увеличением вязкости при низких температурах. Зная температуру потери текучести (застывания), можно в какой-то мере судить о количественном содержании парафина в нефтепродукте. Для некоторых видов сырой нефти необходимо применение предварительной подготовки с целью устранения потерь летучих веществ. Практическое значение температуры застывания очень велико: транспорт нефти и нефтепродуктов в зимних условиях, циркуляция масла в системе смазки двигателя, подача топлива через топливную систему – все это возможно только в том случае, если нефть или нефтепродукт находится в жидком состоянии.

### **3.1. Определение температуры вспышки нефтей и нефтепродуктов в открытом и закрытом тигле**

*Цель работы: определить температуру вспышки нефтепродуктов в открытом и закрытом тигле.*

*Приборы, реактивы, материалы.* Аппараты для определения температуры вспышки в открытом (ТВО) и закрытом (ТВЗ) тигле, термометр типа ТН-2 по ГОСТ 400, секундомер, пипетка, щетка металлическая, бензин-растворитель.

*Порядок выполнения работы.* Для определения температур вспышки и воспламенения берут обезвоженный нефтепродукт. Тигель промывают бензином, затем при наличии углеродистых отложений очищают металлической щеткой, промывают дистиллированной водой и высушивают. Прибор для определения температуры вспышки и воспламенения устанавливают в таком месте, где нет заметного движения воздуха и попадания дневного света на поверхность тигля, и защищают от движения воздуха щитом или экраном. Анализируемый нефтепродукт наливают в тигель до уровня, отмеченного чертой. Излишки нефтепродукта удаляют пипеткой.

#### **Определения температуры вспышки нефтепродуктов в открытом тигле**

Включаем газ, начинаем нагревать тигель со скоростью 14 град/мин. Зажигаем 2 запальника. За 40 °С до ожидаемой температуры вспышки (~170 °С для масел) скорость нагрева ограничивают до 4 °С/мин. За 28 °С до ожидаемой температуры вспышки проводят медленно над поверхностью тигля фитилем. Длина пламени должна быть 3...4 мм, время продвижения пламени от одной стороны тигля до другой – 2...3 с. Определение повторяют через 2 °С подъема температуры.

За температуру вспышки принимают температуру, которую показывает термометр при появлении первого синего пламени над частью или над всей поверхностью анализируемого нефтепродукта.

## **Определения температуры вспышки нефтепродуктов в закрытом тигле**

Нефтепродукт в собранном приборе нагревают следующим образом: при анализе нефтепродуктов с температурой вспышки до 50 °С температуру повышают со скоростью 1 °С в мин, при непрерывном помешивании с начала и до конца определения. При анализе нефтепродуктов с температурой вспышки от 50 до 150 °С начальный нагрев ведут со скоростью 5...8 °С, а при анализе нефтепродуктов с температурой вспышки выше 150 °С – со скоростью 10...12 °С в мин при периодическом помешивании.

При температуре на 10 °С ниже ожидаемой температуры вспышки начинают проводить испытание на вспышку через 1 °С для нефтепродуктов с температурой вспышки до 50 °С. При этом нефтепродукт непрерывно помешивают вращением мешалки. Только в момент испытания на вспышку перемешивание прекращают. Поворотом пружинного рычага открывают окна крышки тигля, при этом зажигательная лампочка наклоняется через окно в паровое пространство тигля. Окна крышки открывают на 1 сек. Если вспышка не произошла, то продукт вновь перемешивают, повторяя операцию зажигания через 1...2 °С.

За температуру вспышки принимают температуру, показываемую термометром при появлении первого синего пламени над поверхностью нефтепродукта. Расхождение между параллельными определениями температуры вспышки в закрытом тигле не должны превышать следующих величин: при температуре вспышки до 50 °С –  $\pm 1$  °С, при температуре свыше 50 °С –  $\pm 2$  °С.

### **3.2. Рентгенофлуоресцентный метод определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах**

*Цель работы: определить общее содержание серы в дизельном топливе.*

*Приборы, реактивы, материалы.* Анализатор серы рентгенофлуоресцентный, 2 кюветы, специальная пленка.

*Порядок выполнения работы.*

#### **Подготовительные работы**

1. Заправить принтер термобумагой.
2. Собрать наружную кювету, состоящую из двух деталей. На внутреннюю втулку положить пленку, сверху положить наружную втулку и равномерным нажатием пальцев на противоположные стороны кюветы плотно соединить корпуса. Лишнюю часть пленки срезать. Обратить внимание, что пленку следует держать только за края.

3. На задней панели анализатора включить сетевую клавишу. После самотестирования микропроцессорного устройства на экране графического дисплея появится надпись «Включить высокое?». Нажатием клавиши © на клавиатуре включается высокое напряжение на РТ. После прогрева в течение 1,5 часа анализатор готов к измерениям образцов.

### **Проведение испытания**

Анализатор поставляется Заказчику подготовленным для проведения количественного определения массовой доли серы в нефтепродуктах методом рентгенофлуоресцентного анализа. В память микропроцессорного устройства занесены три варианта вычислений в зависимости от диапазона для определения массовой доли серы:

- 1) от 0,0005 до 0,1 % – называется «S 0...0,1 %»,
- 2) от 0,1 до 2 % – «S 0,1...2 %».
- 3) от 2 до 5 % – «S 2...5 %».

Выбор нужного режима работы осуществляется на экране дисплея нажатием клавиш с указателями (вверх или вниз), при этом происходит подсветка выбранного режима. Нажатие клавиши ® подтверждает выбор. Выход из любого подпункта меню осуществляется нажатием клавиш.

В качестве образцов с известным содержанием серы рекомендуется использовать ГСО из комплекта аппарата.

Последовательность операций для проведения контроля следующая: 1) налить каждый образец для проведения контроля в две разные подготовленные кюветы; 2) в соответствии с указаниями программы ввести содержание массовой доли серы для первого образца и нажать кнопку ©; 3) установить первую кювету с образцом в измерительную камеру, закрыть ее и нажать кнопку Ф; 4) при завершении первого цикла измерения программа предложит установить вторую кювету с этим же образцом и провести его измерение; 5) по окончании второго цикла измерения, на экран выводятся: результат измерения как среднее значение по двум циклам; относительная погрешность измерения – повторяемость, взятая как разность между результатом первого и второго измерений; информация о соответствии или несоответствии измеренных значений.

Контроль остальных образцов проводят повторением для каждого отдельного образца операций 2–4. Режим «Корректировка» выполняется при необходимости в случае несоответствия результатов измерения контрольных проб. Несоответствие результатов может быть вызвано загрязнением пленки, внутренних полостей кюветы, а также значительным изменением атмосферного давления или температуры окружающей среды.

Анализ образцов неизвестного состава необходимо проводить с установленной внешней кюветой. Последовательность действий для проведе-

ния измерений образцов с неизвестным содержанием массовой доли серы следующий: 1) выбрать режим «Измерение» в меню «Анализ» и нажать клавишу; 2) налить измеряемый образец в две кюветы; 3) в соответствии с указаниями программы установить первую кювету с анализируемым образцом в измерительную камеру, закрыть измерительную камеру и нажать клавишу Ф, после чего запустится первый цикл измерения; 4) по окончании первого цикла программа предложит установить вторую кювету с этим же образцом, затем провести второй цикл измерений. После завершения второго цикла на экран выводятся: результат измерения как среднее значение по двум циклам; диапазон относительной погрешности, рассчитанный по формуле; повторяемость, взятая как разность между результатом первого цикла измерений и второго; информация о соответствии или несоответствии рассчитанного значения повторяемости. Команда «Печать» выводит протокол измерений на печать.

### 3.3. Определение молекулярной массы нефтепродуктов на приборе «Криометр»

*Цель работы: определить молекулярную массу нефтяных фракций, нефтепродуктов криоскопическим и расчетным методами.*

Метод определения молекулярной массы криоскопическим методом основан на определении температуры замерзания чистого растворителя, а затем растворителя с добавлением исследуемого вещества. Растворы замерзают при более низкой температуре, чем чистые растворители. Понижение температуры (депрессия) пропорционально концентрации исследуемого вещества.

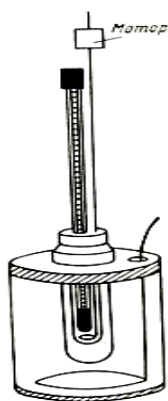


Рис. 3.1. Прибор Бекмана для определения молекулярной массы

*Приборы, реактивы, материалы.* Прибор Бекмана (рис. 3.1), электроплитка, фарфоровая чашка, фильтровальная бумага, коническая воронка. Бензол чистый для криоскопии (нафталин химически чистый, перекристаллизованный), образец нефтепродукта или нефтяной фракции, предварительно очищенный от механических примесей и воды.

Прибор Бекмана состоит из толстостенной стеклянной пробирки, вставленной с помощью корковой прокладки в другую пробирку, служащую воздушной муфтой. Последняя пробирка укрепляется на крышке (металлической) охлаждающей бани, снабженной проволоочной мешалкой. В пробирку на корковой пробке вставляется



термометр Бекмана и мешалка из нихромовой проволоки для перемешивания раствора.

#### *Порядок проведения работы*

### **Криоскопический метод определения молекулярной массы**

В качестве растворителя можно использовать бензол или нафталин.

1. **Опыт с бензолом.** Сначала определяют температуру замерзания чистого бензола. В качестве охлаждающего агента используют воду с кусочками льда и хлоридом натрия. Постоянно помешивая бензол, наблюдают по термометру за понижением температуры. Температуру замерзания устанавливают в момент образования твердой фазы по постоянству температуры. Для бензола  $T_{\text{плавл (замерз)}} = +5,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Затем готовят растворы различных концентраций нефтяных фракций в бензоле, от 0,2 до 1,0 % мас., для чего берут 3 навески нефтепродукта (0,16...0,25 г), (0,25...0,35 г) и (0,35...0,50 г). К каждой навеске приливают 20...25 см<sup>3</sup> бензола, снова взвешивают, устанавливая массу взятого бензола, и рассчитывают концентрацию (% мас.) раствора нефтепродукта. Для каждого раствора определяют температуру замерзания точно так же, как и температуру замерзания чистого растворителя (бензола).

2. **Опыт с нафталином.** Перед употреблением нафталин два раза очищают методом возгонки, независимо от степени его чистоты. Для этого нафталин насыпают в фарфоровую чашку, накрывают листом фильтровальной бумаги с мелкими дырочками, проколотыми иглой по всему листу. Сверху бумагу накрывают конусом воронки. Воронку закрепляют на штативе лапкой. Фарфоровую чашку ставят на электроплитку и нафталин слегка нагревают. Возгоняясь, нафталин проходит через отверстия фильтровальной бумаги и концентрируется на поверхности воронки; отсюда его очищают стеклянной палочкой в склянку с притертой пробкой.

В пробирку прибора берут точную навеску нафталина 20 г. В пробирку на пробке вставляют термометр Бекмана, мешалку и помещают ее в водяную баню, вода которой нагрета до  $T = +80...+81 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Когда нафталин расплавится и ртуть в термометре Бекмана поднимется до верха шкалы (следить, чтобы ртуть не ушла в резервуар), пробирку с нафталином быстро вытирают тряпочкой и укрепляют в воздушной муфте, которая находится в термостате, где поддерживают температуру воды точно  $+78 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Через некоторое время ртуть в термометре Бекмана понизится, затем опять повысится. Достигнув определенного предела, температура некоторое время остается постоянной, а затем начинает уменьшаться. Верхний предел температуры будет температурой замерзания нафталина ( $t_1$ ).

Если нафталин чистый, то расхождения результатов параллельных опытов (2–3) невелики и составляют около  $\pm 0,004$  °С.

После определения температуры замерзания нафталина в эту же пробирку вносят точную навеску нефтепродукта, концентрация которого в нафталине должна быть 1,5...3,0 % мас. Пробирку со смесью нагревают в бане до  $T = +80...+81$  °С, затем переносят в баню с температурой +78 °С и определяют температуру замерзания смеси ( $t_2$ ), как описано выше. Относительную молекулярную массу рассчитывают по формуле

$$M = K \cdot 1000 \cdot m / (B \cdot \Delta t),$$

где  $K$  – криоскопическая постоянная растворителя (бензол – 5,12, нафталин – 6,93);  $m$  – масса исследуемого нефтепродукта (фракции), г;  $B$  – масса растворителя (бензола, нафталина), г;  $\Delta t$  – разность ( $t_1 - t_2$ ) между температурами замерзания чистого растворителя и раствора нефтепродукта (депрессия);  $t_1$  – температура замерзания чистого растворителя, °С;  $t_2$  – температура замерзания раствора нефтепродукта в растворителе, °С.

Расхождение между параллельными определениями не должно превышать 3 %.

### Расчетные методы определения молекулярной массы

Для определения молекулярной массы нефти и нефтепродуктов используют ряд эмпирических формул. В практических расчетах среднюю молекулярную массу ( $M_{cp}$ ) определяют как функцию температуры кипения по уравнению Воинова:

$$M_{cp} = a + b \cdot t_{cp} + c \cdot t_{cp}^2,$$

где  $t_{cp}$  – средняя температура кипения фракции, нефтепродукта;  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – коэффициенты, имеют определенные значения для конкретных фракций, нефтепродуктов (приведены в справочниках).

Уравнение Воинова для нефтяных фракций парафинового основания (алканов), циклоалканов, моторных топлив (бензинов, керосинов и т. п.) имеет вид

$$M_{cp} = (7K - 21,5) + (0,76 - 0,04K) \cdot t_{cp} + (0,0003K - 0,00245) \cdot t_{cp}^2,$$

где  $K$  – фактор, учитывающий влияние химической природы нефти и нефтепродуктов на их физико-химические свойства.

Величина  $K$  находится в пределах:

- для парафиновых нефтепродуктов – 12,5...13,0;
- нафтеновых и ароматических нефтепродуктов – 10,0...11,0;
- крекинг-бензинов – 11,5...11,8.

В тех случаях, когда не требуется очень точных измерений молекулярной массы, можно использовать формулу Херша–Фенске, в которой молекулярная масса связана с температурой кипения и показателем преломления уравнением:

$$\lg M = 1,939436 + 0,0019764 \cdot t_{\text{cp}} + \lg(2,1500 - n_D^{20}),$$

где  $t_{\text{cp}}$  – средняя температура кипения фракции (нефтепродукта);  $n_D^{20}$  – показатель преломления фракции.

Этим методом можно определять молекулярную массу не только сырых фракций, но также парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов, выделенных из фракции адсорбцией на силикагеле, т. к. допускается, что пределы кипения этих групп соединений одни и те же.

### 3.4. Определение плотности нефти и нефтепродуктов

*Цель работы: определить плотности нефти, нефтяных фракций, нефтепродуктов ареометрическим, пикнометрическим и расчетным методами.*

#### Ареометрический метод

Международный стандарт ИСО 3675, ГОСТ 3900 (Россия) устанавливают метод лабораторного определения плотности сырой нефти, жидких нефтепродуктов и смесей нефтяных продуктов при помощи стеклянных ареометров при температурах +20 и +15 °С. Данный метод можно использовать для определения плотности подвижных прозрачных жидкостей, а также непрозрачных жидкостей путем считывания шкалы ареометра при совпадении верхнего мениска со стержнем ареометра и введением соответствующей поправки.

*Приборы, реактивы, материалы.* Ареометры для нефти по ГОСТ 18481–81; стеклянные цилиндры для ареометров; термометры ртутные стеклянные лабораторные; термостат или водяная баня для поддержания температуры с погрешностью не более 0,2 °С. Фильтровальная бумага для обтирания использованных ареометров.

Ареометр – цилиндрический запаянный сосуд (постоянного веса), на дне которого находится балласт (свинцовая дробь). Он должен быть строго симметричен. При погружении в жидкость (стеклянный цилиндр) ареометр должен плавать строго вертикально. Большинство ареометров снабжают термометром. На ареометре имеется шкала делений, соответствующая значениям плотности ( $\text{кг/м}^3$ ) при  $T = +20$  °С (градуировка отнесена к плотности воды при  $T = +4$  °С) (рис. 3.2).

*Порядок проведения работы.* Пробу нефти (нефтепродукта) предварительно перемешивают в исходном сосуде, соблюдая осторожность

для сохранения целостности и избегая испарения летучих компонентов. Перед перемешиванием парафинистой и высокосмолистой нефти (нефтепродуктов) пробу нагревают до температуры, на  $3\text{ }^{\circ}\text{C}$  превышающей температуру ее помутнения, или температуру появления парафина, в зависимости от того, какая из этих температур выше. Затем температуру пробы доводят до требуемой в испытании.

Для проведения анализа пробу испытуемого нефтепродукта (нефти) наливают в установленный на ровную поверхность цилиндр, помещают в термостат, имеющий ту же температуру, что и проба. Пузырьки воздуха, которые образуются на поверхности, снимают фильтровальной бумагой. Измеряют температуру окружающей среды.

Чистый и сухой ареометр медленно и осторожно опускают в цилиндр с испытуемым нефтепродуктом. Ареометр поддерживают за верхний конец, не допуская смачивания части стержня, расположенной выше уровня погружения ареометра. Когда ареометр перестанет подниматься вверх и опускаться вниз, остановится, отсчитывают показания по верхнему краю мениска, при этом глаз находится на уровне мениска (рис. 3.2, б).

Отсчет по шкале ареометра соответствует плотности нефтепродукта при температуре испытания. Для нефти и нефтепродуктов, предназначенных на экспорт, необходимо пересчитать измеренную плотность на плотность при  $T = +15\text{ }^{\circ}\text{C}$ . По окончании анализа ареометр осторожно вынимают из жидкости, нефть сливают в исходную посуду и цилиндр отмывают растворителем. За результат испытаний принимают среднее арифметическое 2–3 определений. Чтобы увеличить точность определения, выпускают набор ареометров, разбивая шкалу на несколько частей ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ): (700–760), (760–820), (820–880) и т. д.

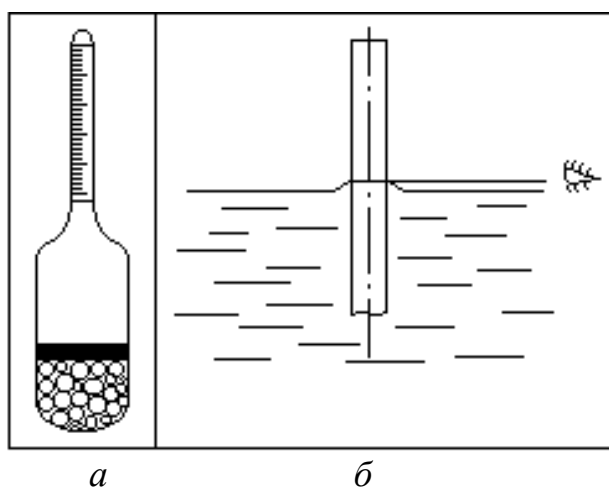


Рис. 3.2. Ареометр (а), снятие показаний (б)

### Пикнометрический метод

Пикнометрический метод определения плотности или относительной плотности (международный стандарт ИСО 3838, в России ГОСТ 3900-85) основан на сравнении массы определенного объема нефти или нефтепродукта с массой такого же объема воды при одинаковой температуре.

*Приборы, реактивы, материалы.* Пикнометры типов ПЖ-1, ПТ, ПЖ-2, ПЖ-3 по ГОСТ 22524 -77 (стеклянные сосуды объемом 1, 5, 10 см<sup>3</sup> с притертыми пробочками) (рис. 3.3), термометры ртутные стеклянные, термостат или водяная баня для поддержания температуры +15 и +20 °С с погрешностью не более 0,1 °С (в качестве водяной бани можно использовать стакан с мешалкой вместимостью не менее 1 дм<sup>3</sup>), весы аналитические с погрешностью взвешивания не более 0,0002 г, пипетка с оттянутым капилляром. Хромовая смесь, ацетон, спирт этиловый технический, вода дистиллированная.

*Порядок проведения работы. Подготовка к испытанию.* Пикнометры предварительно тщательно моют хромовой смесью, затем водой, ополаскивают дистиллированной водой, потом спиртом или ацетоном, высушивают. Такую подготовку пикнометров ведут перед калибровкой или при неравномерном смачивании пикнометра жидкостью.

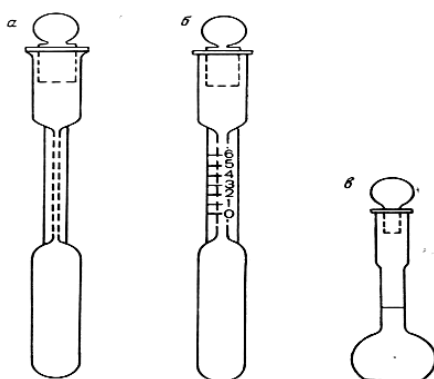


Рис. 3.3. Пикнометры: а – с капилляром; б – Бирона; в – с меткой

Перед повторным испытанием пикнометр промывают бензином или другим легкокипящим растворителем, затем высушивают. Для предотвращения появления статического заряда поверхность пикнометра протирают слегка увлажненным куском ткани.

Измерение состоит в следующем: вначале определяют водное число пикнометра – взвешивают пустой пикнометр, затем наливают в него дистиллированную воду до метки, выдерживают пикнометр с водой в термостате при  $T = +20$  °С в течение 25...30 мин, затем взвешивают наполненный водой пикнометр и по разности массы пустого пикнометра и с водой находят «водное число» пикнометра. Затем воду выливают из пик-

нометра, сушат его в сушильном шкафу, заполняют нефтью или нефтепродуктом, выдерживают также в термостате при  $T = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , взвешивают с нефтью (нефтепродуктом) и находят массу нефтяного образца.

*Порядок расчета:*

1) определяют «водное число»  $m_{\text{в}}$  пикнометра по формуле

$$m_{\text{в}} = m_{\text{вода}} - m_0,$$

где  $m_{\text{вода}}$  – масса пикнометра с дистиллированной водой, г;  $m_0$  – масса пикнометра без воды, г;

2) «видимая» плотность  $\rho_{20}^{20}$  исследуемого образца

$$\rho_{20}^{20} = m_{\text{н}} / m_{\text{в}},$$

где  $m_{\text{н}}$  – масса нефти (нефтепродукта), г;  $m_{\text{в}}$  – водное число пикнометра, г;

3) в значение полученной «видимой» плотности вносят поправку на потерю массы в воздухе, так как взвешивание проводят на воздухе. Кроме того, делают перерасчет на  $\rho_4^{20}$ , т. к. плотность исследуемого образца выражают по отношению к воде при  $T = +4\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а калибровку проводят при  $T = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Действительная плотность  $\rho_4^{20}$  нефти (нефтепродукта) с учетом плотности воды и воздуха при  $T = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , г/см<sup>3</sup>, рассчитывается следующим образом:

$$\rho_4^{20} = (0,99823 - 0,0012) \cdot \rho_{20}^{20} + 0,0012 = 0,99703 \cdot \rho_{20}^{20} + 0,0012,$$

где 0,99823 – плотность воды при  $T = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , г/см<sup>3</sup>; 0,0012 – плотность воздуха при  $T = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и 760 мм рт. ст., г/см<sup>3</sup>;  $\rho_{20}^{20}$  – «видимая плотность», определенная при  $T = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Расхождения значений плотности нефти и нефтяных фракций при параллельных определениях не должны превышать 0,0002...0,0004, в случае вязких и твердых продуктов допускается расхождение до 0,0008.

При введении поправок на температуру надежные результаты получают лишь для непарафинистых фракций, а для парафинистых продуктов ошибки могут доходить до  $\pm 0,003$ .

### **Расчетный метод определения плотности нефтепродуктов**

На основании линейной зависимости между плотностью и показателем преломления ( $n_D^{20}$ ) выведено уравнение регрессии для вычисления плотности нефти или любой ее фракции:

- $\rho_4^{20} = 2,0137 \cdot n_D^{20} - 2,112$  (для нефти);
- $\rho_4^{20} = 1,9851 \cdot n_D^{20} - 2,066$  (для дистиллятных фракций нефти);
- $\rho_4^{20} = 1,1885 \cdot n_D^{20} - 0,8775$  (для ароматических фракций).

Метод является экспрессным и является незаменимым при работе и исследовании малых количеств вещества, однако по точности уступает определению плотности экспериментальным путем. Наименьшие погрешности в расчетах наблюдаются при анализе парафино-нафтеновых фракций и ароматических углеводородов невысокой степени цикличности ( $n_D^{20} = <1,50$ ,  $\rho_4^{20} = <0,88$ ).

Все вычисления следует производить до пятого десятичного знака. Отклонение от экспериментального определения не превышает 4...5 %.

### **3.5. Определение кинематической и динамической вязкости нефти, нефтяных фракций и нефтепродуктов**

*Цель работы: определить кинематическую вязкость, произвести расчет динамической вязкости и индекса вязкости нефти, нефтяных фракций, нефтепродуктов.*

Методика предназначена для определения кинематической вязкости, расчета динамической и индекса вязкости (ГОСТ 33–2000 России, международные стандарты ИСО 3104, 2909) нефти, нефтяных фракций и нефтепродуктов, жидких при температуре испытания. Кинематическую вязкость  $\nu$  образца определяют измерением времени истечения определенного объема жидкости под действием силы тяжести через калиброванный стеклянный капиллярный вискозиметр при постоянной температуре. Следует выбирать вискозиметры с таким диаметром капилляра, чтобы истечение исследуемой жидкости не было слишком малым или чересчур большим. Диаметр капилляра вискозиметра  $d = 0,6...2,0$  мм.

Значение динамической вязкости может быть получено умножением измеренной кинематической вязкости на плотность жидкости.

*Приборы, реактивы, материалы.* Вискозиметр типа Пинкевича (ВПЖТ-4, ВПЖ-4) или типов ВПЖТ-2 (ВПЖ-2; штатив для закрепления вискозиметра; термостат; термометр ртутный стеклянный с ценой наименьшего деления шкалы 0,05 °С; секундомер; шкаф сушильный, обеспечивающий нагрев до температуры +100...+200 °С. Бензин-растворитель; ацетон, эфир петролейный; спирт этиловый высшей степени очистки; смесь хромовая; вода дистиллированная; сульфат натрия безводный. Испытуемый образец нефти, нефтепродукта или нефтяной фракции, предварительно очищенный от механических примесей и воды.

*Порядок проведения работы.* Подготовка к испытанию. Для проведения анализа подбирают вискозиметр с таким диаметром капилляра, чтобы время истечения жидкости составляло не менее 200 секунд. Перед проведением испытания вискозиметр тщательно промывают соответствующим растворителем, затем горячей водой и заливают не менее

чем на 6 часов хромовой смесью. После этого вискозиметр промывают дистиллированной водой и сушат в сушильном шкафу при температуре +100...+200 °С.

**Проведение испытания.** Вискозиметр заполняют нефтью (нефтепродуктом): на колено 2 (рис. 3.4) устанавливают воронку и выливают нефтяной образец в нижнюю часть вискозиметра, заполняя 1/3–1/2 часть объема. Вискозиметр устанавливают в термостат так, чтобы расширение 4 было ниже уровня жидкости в термостате, выдерживают при определенной температуре (например, при +20 °С) в течение 20...30 мин. Жидкость засасывают в колено 1 примерно на 1/3 высоты расширения 4 при помощи надетой на колено резиновой трубки и груши. Снимают с колена резиновую трубку и секундомером определяют время перемещения мениска жидкости от метки М1 до метки М2 при свободном истечении образца с точностью до 0,2 с. Результаты трех последовательных измерений не должны отличаться более чем на 0,02 %.

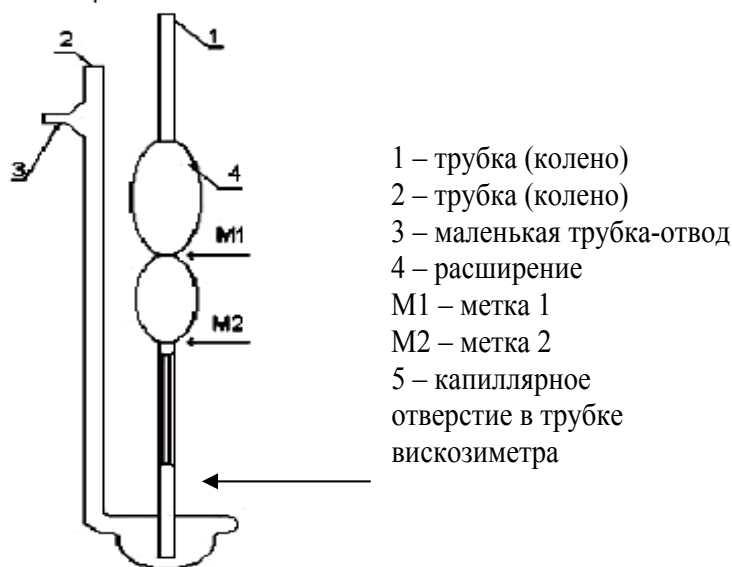


Рис. 3.4. Вискозиметр типа ВПЖ-4 и Пинкевича

Кинематическую вязкость  $\nu_t$  (мм<sup>2</sup>/с) исследуемого образца нефтепродукта (нефти) вычисляют по формуле

$$\nu_t = K \cdot \tau;$$

где:  $K$  – постоянная вискозиметра, мм<sup>2</sup>/с<sup>2</sup> (указана в паспорте к вискозиметру);  $\tau$  – среднее арифметическое значение времени истечения жидкости в вискозиметре, измеренное в параллельных опытах, с.

Динамическую вязкость  $\eta_t$  (мПа·с) нефтепродукта (нефти) рассчитывают на основании значений кинематической вязкости и плотности по формулам:



$$\eta_t = \nu_t \cdot \rho_4^t, \text{ г/см}^3;$$

$$\eta_t = \nu_t \cdot \rho_4^t \cdot 10^{-3}, \text{ кг/см}^3,$$

где  $\rho_4^t$  – плотность при той же температуре, при которой была определена кинематическая вязкость;  $\nu_t$  – кинематическая вязкость, мм<sup>2</sup>/с.

После проведения испытания нефтепродукт из вискозиметра сливают, последний моют растворителем и сушат.

Расхождение результатов определений, выполненных одним лаборантом, работающим на одном и том же вискозиметре, в идентичных условиях и на одном образце не должно превышать 0,35 % от среднего арифметического значения. Результаты определения кинематической и динамической вязкости округляют до 0,01 % измеренной или расчетной величины соответственно.

*Индекс вязкости VI* – величина, характеризующая изменение кинематической вязкости нефтепродукта с изменением температуры. Сущность метода состоит в определении отношения вязкости нефтепродукта (масла) при температурах +40 и +100 °С к вязкости при этих температурах эталонных нефтепродуктов (масел), вязкость которых при +100 °С была бы равна вязкости испытуемого масла в условных единицах (секундах Сейсболта):

$$VI = 100 \cdot L - U / L - H,$$

где  $L$  – вязкость при температуре +40 °С нефтепродукта с индексом вязкости 0, мм<sup>2</sup>/с, находят в справочнике;  $H$  – вязкость при температуре +40 °С нефтепродукта с индексом вязкости 100, мм<sup>2</sup>/с, находят в справочнике;  $U$  – вязкость при температуре +40 °С испытуемого нефтепродукта, мм<sup>2</sup>/с.

Данные методы применимы для нефтепродуктов и родственных материалов, таких как смазочные масла, обладающих кинематической вязкостью не менее 2,0 мм<sup>2</sup>/с при +100 °С.

Для вязких (тяжелых) нефтепродуктов, для которых нельзя определить вязкость по ГОСТ 33–2000, используют тот же метод истечения, но не через капилляр, а через калиброванное отверстие насадки (Н) по ГОСТ 62–5882.

Определяемая таким образом вязкость называется условной (ВУ) и выражается отношением времени истечения 200 мл данного нефтепродукта при температуре  $t$  ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при 20 °С:

$$ВУ_t = \tau_t^H / \tau_{20}^g.$$

### 3.6. Определение температуры помутнения, начала кристаллизации, потери текучести, точки замерзания

*Цель работы: определить температуру помутнения и начала кристаллизации, потери текучести, точки замерзания нефти, нефтепродуктов.*

*Приборы, реактивы, материалы.* Плоскодонный стандартный испытательный сосуд или пробирка из прозрачного стекла  $d = 35...43$  мм,  $h = 160...170$  мм с нанесенной круговой меткой, указывающей уровень содержимого на высоте 40...45 мм над внутренней поверхностью дна. Мешалка. Термометр с диапазоном измерения температур от  $-50$  до  $+50$  °С. Секундомер или таймер. Охлаждающие жидкости: ацетон, метанол, лигроин. В зависимости от диапазонов температур ( $T$ ) применяют следующие охлаждающие смеси:

- $T$  до  $+9$  °С – колотый лед и вода;
- $T$  до  $-12$  °С – колотый лед и кристаллический хлорид натрия;
- $T$  до  $-27$  °С – колотый лед и кристаллический хлорид кальция;
- $T$  до  $-57$  °С – твердая углекислота и ацетон, метанол или лигроин.

*Порядок выполнения работы.* Испытываемый продукт (нефть, нефтепродукт) помещают (наливают) в стандартную пробирку с двойными стенками (испытательный сосуд) 4 до метки 5 так, чтобы он не растекался по стенкам, закрывают пробкой 3, снабженной термометром 1 (рис. 3.5). Пробирку закрывают корковой пробкой с термометром так, чтобы шарик термометра находился на расстоянии около 10 мм от дна пробирки. Затем пробирку охлаждают с заданной скоростью при перемешивании и периодическом наблюдении в специальном сосуде с охлаждающей смесью. Если необходимо, пробу предварительно обезвоживают и нагревают до значения, выше не менее чем на  $14$  °С приблизительной  $T_{\text{пом}}$ , но не выше  $+49$  °С, поместив в теплую водяную баню. Для определения температуры помутнения ( $T_{\text{пом}}$ ) начинают постепенное охлаждение пробы при периодическом перемешивании ручной мешалкой 2, при этом регистрируют температуру. Периодически пробирку вынимают из охлаждающей смеси и сравнивают с прозрачным эталоном. Облачко воска или помутнение всегда замечают сначала на дне испытательного сосуда, где температура самая низкая. Легкое помутнение во всем образце, которое медленно становится более заметным по мере понижения температуры, обычно объясняется наличием следов воды в пробе.

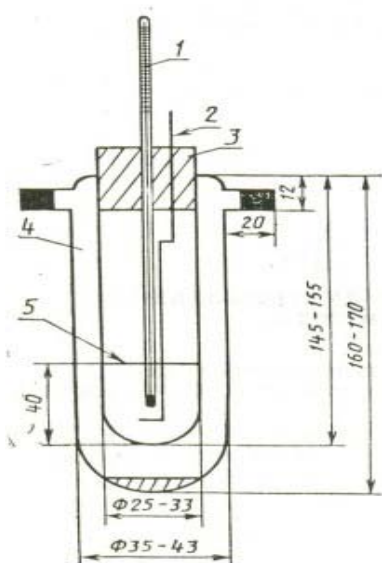


Рис. 3.5. Прибор для определения температуры помутнения, потери текучести, застывания

Температуру, при которой в испытуемом нефтепродукте наблюдается появление мути, регистрируют и принимают за *температуру помутнения*. При определении *температуры потери текучести* прогретый образец нефти или нефтепродукта охлаждают с заданной скоростью, периодически проверяя его текучесть через каждые 3 °С. Наиболее низкая температура, при которой еще наблюдается движение пробы, регистрируется в качестве *температуры потери текучести*. За *температуру застывания* нефтяного образца принимают условно ту температуру, при которой налитый в пробирку стандартных размеров испытуемый продукт при охлаждении застывает настолько, что при наклоне пробирки с образцом под углом 45° уровень жидкости остается неподвижным в течение 1 мин. Если мениск сместится, пробирку снова нагревают до +50 °С, охлаждают до температуры на 4 °С ниже предыдущей. За температуру застывания принимают ту температуру, при которой мениск будет постоянным. Определение проводят в двух параллельных пробах, причем результаты не должны отличаться друг от друга более чем на 2 °С. Среднее арифметическое из этих результатов принимают за окончательную температуру застывания.

### Контрольные вопросы и задания

1. Что такое «температура вспышки нефтепродукта»?
2. Как оценивается огнеопасность нефтепродукта?
3. Как устроен прибор для определения температуры вспышки нефтепродуктов в открытом и закрытом тигле?
4. Что такое «температура самовоспламенения нефтепродукта»?
5. Понятие молекулярной массы вещества, смеси соединений.

6. Как зависит молекулярная масса от концентрации вещества в растворителе?
7. Какие существуют методы определения молекулярной массы, углеводородных систем, нефтепродуктов, нефтяных фракций?
8. Какие расчетные методы используют для определения молекулярной массы нефтепродуктов, нефтяных фракций?
9. Понятия абсолютной и относительной плотности вещества, смеси веществ.
10. Назовите стандартные способы определения плотности нефти и нефтепродуктов.
11. Как определяют водное число, «видимую» и действительную плотность пикнометрическим методом?
12. Как зависит плотность вещества от температуры?
13. Понятие вязкости жидкости, сущность стандартного метода измерения вязкости нефти, нефтепродуктов.
14. Каким методом определяют кинематическую, динамическую, условную вязкость нефти, нефтепродуктов?
15. Какая существует взаимосвязь между вязкостью и полярностью веществ?
16. Как влияет температура на показатели вязкости углеводородов?
17. Как производят расчет индекса вязкости?
18. Понятие температуры помутнения, потери текучести, температуры застывания, их практическое значение.
19. Каким стандартным способом можно определить температуру помутнения и потери текучести нефти, нефтепродукта?

## 4. Характеристика нефти месторождений Томской области

### 4.1. Мыльджинское месторождение

Мыльджинское месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, в 450 км к северо-западу от областного центра и в 70 км севернее разрабатываемого Лугинецкого месторождения. Ближайшими к месторождению населенными пунктами являются п. Мыльджино, расположенный в 30 км к северу от месторождения, и г. Кедровый в 110 км южнее месторождения.

Мыльджинское месторождение открыто в 1964 году. Газоконденсатные залежи приурочены к отложениям нижнего мела и верхней юры. В 1999 году начата разработка первого эксплуатационного объекта (пласты Ю<sub>1</sub>), а в 2000 году – второго (пласт Б<sub>10</sub>).

На месторождении пробурена 101 скважина, из них:

- в эксплуатационном фонде – 55;
- в контрольном фонде – 2;
- ликвидировано – 39.

Эксплуатационные скважины сосредоточены на 12 кустовых основаниях, по конструкции вертикальные, наклонно-направленные и пять горизонтально-направленных. Дебиты скважин составляют от 10 до 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Начальный конденсатный фактор свыше 100 г/м<sup>3</sup>. На скважинах ведется большой объем гидродинамических исследований.

На основании полученной за время опытно-промышленной эксплуатации геолого-геофизической и геолого-промысловой информации в 2003 году был выполнен пересчет балансовых и извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти Мыльджинского месторождения. Работа была выполнена ОАО «Тверьгеофизика». Сложно построенные юрские отложения первого эксплуатационного объекта разбиты малоамплитудными тектоническими нарушениями. Обоснована блоковая модель геологического строения месторождения (выделено 9 блоков). В каждом из блоков выделена самостоятельная залежь. Начальные запасы нефти, стоявшие ранее на балансе и сосредоточенные в нефтяной оторочке, отнесены к категории запасов не промышленного значения в связи с невозможностью самостоятельной их отработки. Мыльджинское месторождение из нефтегазоконденсатных переведено в газоконденсатное.

В 2006 и 2008 гг. выполнялись оперативные пересчеты запасов по отдельным пластам на трех блоках.

В настоящее время разработка месторождения ведется на основании «Технологической схемы разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения» (2005 г.). В разработке находятся два объекта эксплуатации группа пластов Ю<sub>1+2</sub> (I эксплуатационный объект) и пласт Б<sub>10</sub> (II эксплуатационный объект). Залежи пластов Б<sub>8</sub> и Б<sub>16-20</sub> в настоящее время не разрабатываются и являются возвратными. Оценка степени вовлечения

запасов Мыльджинского месторождения в разработку показала, что наиболее полно отрабатывается пласт Б<sub>10</sub>, где вовлечено в разработку 98 % запасов углеводородов. Запасы углеводородов юрских отложений вовлечены в разработку на 70 %. Менее всего отрабатывались запасы I и II блоков.

Анализ разработки Мыльджинского месторождения показывает, что модель геологического строения первого эксплуатационного объекта требует уточнения. Физико-химическая характеристика и состав нефти и нефтяных фракций представлены в табл. 4.1–4.17.

*Мыльджинское месторождение, скв. 212, дата поступления пробы  
28.11.1984 г.*

Таблица 4.1

*Физико-химическая характеристика образца нефти*

Показатель	Значение
Горизонт	Ю <sup>1</sup> <sub>1</sub>
Глубина перфорации, м	2429–2434
№ скважины	53
Содержание, массовая доля, %	
газа до С <sub>4</sub> вкл.	2,22
механических примесей	0,145
воды до обезвоживания	4,04
после обезвоживания	отсутствует
хлористых солей, мг/л	1038
Температура вспышки, в закрытом тигле, °С	+15
Фракционный состав, объемная доля, %	
до 100 °С	1
до 200 °С	15
до 300 °С	31

Таблица 4.2

*Физико-химическая характеристика нефти*

Показатель	Значение
Плотность, $d_4^{20}$ , г/см <sup>3</sup>	0,8592
Молекулярная масса	261
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 50 °С	9,61
при 20 °С	35,13
Температура застывания, °С	+16
Кислотное число, мг КОН/г	0,03
Содержание, %	
асфальтенов	8,24
смола силикагелевых	1,12
парафина	8,26
с температурой плавления, °С	54
серы	0,40
азота	0,22

Таблица 4.3

Фракционный состав нефти (ГОСТ 11011–85) и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, $d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с			Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %
		отдельных фракций	суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до С <sub>4</sub>	2,22	2,22	–	–	–	–	–	–	–	–
1	н. к.–62	1,08	3,30	0,6525	–	71	0,405	0,309	–	–	–
2	62–100	3,59	6,89	0,7126	1,4012	95	0,604	0,463	–	–	–
3	100–130	2,76	9,65	0,7412	1,4158	110	0,763	0,569	0,386	–	–
4	130–160	2,82	12,47	0,7596	1,4262	125	0,974	0,702	0,464	–	–
5	160–200	4,26	16,73	0,7794	1,4360	148	1,371	0,951	0,606	–64	0,001
6	200–230	3,19	19,92	0,7998	1,4457	168	1,971	1,261	0,745	–43	0,001
7	230–250	3,23	23,15	0,8088	1,4502	187	2,759	1,642	0,903	–35	0,009
8	250–270	3,41	26,56	0,8190	1,4563	203	3,686	2,069	1,072	–25	0,027
9	270–290	4,36	29,22	0,8256	1,4603	219	4,974	2,605	1,299	–12,5	0,034
10	290–310	4,16	34,08	0,8282	1,4620	235	6,906	3,331	1,529	–2,5	0,050
11	310–330	4,28	38,36	0,8359	1,4660	252	9,462	4,263	1,820	+2,5	0,080
12	330–350	4,62	42,98	0,8424	1,4688	268	13,030	5,449	2,152	+12,5	0,090

Таблица 4.4

*Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры*

Показатели качества	Температура, °С					
	0	10	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	заст.	заст.	35,13	20,17	13,53	9,61
Условная вязкость, °ВУ	–	–	4,86	2,96	2,20	1,82
Плотность, d <sub>4</sub> <sup>t</sup>	–	–	0,8592	0,8529	0,8453	0,8340
Динамическая вязкость, мПа·с	–	–	30,18	17,20	11,43	8,014

Таблица 4.5

*Содержание газов до С<sub>4</sub>, растворенных в нефти*

Выход (на нефть), % мас.	Содержание индивидуальных			
	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	изо-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>
2,22	2,70	18,47	30,63	48,20

Таблица 4.6

*Разгонка мыльджинской нефти по ГОСТ 2177–82*

Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
67	3	6	8	9	12	15	17	20	23	27	31

Таблица 4.7

*Потенциальное содержание фракций в нефти*

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до С <sup>4</sup>	2,2	2,2	300–310	2,1	34,1
н. к.–62	1,1	3,3	310–320	2,2	36,3
62–70	3,0	4,1	320–330	2,1	38,4
70–85	2,5	5,5	330–340	2,6	41,0
85–100	1,4	6,9	340–350	2,0	43,0
100–120	1,9	8,8			
120–130	1,8	9,6	потери		0,8
130–140	1,0	10,6			
140–150	1,0	11,6	остаток		56,2
150–160	0,8	12,4			
160–170	1,2	13,6			
170–180	1,1	14,7			
180–190	1,0	15,7			
190–200	1,0	16,7			
200–210	1,1	17,8			



Окончание табл. 4.7

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
10–220	1,1	18,9			
220–230	1,0	19,9			
230–240	1,7	21,6			
240–250	1,6	23,2			
250–260	1,7	24,9			
260–270	1,7	26,6			
270–280	1,6	28,2			
280–290	1,7	29,9			
290–300	2,1	32,0			

Таблица 4.8

Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_4^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изостроения
н. к.–62	1,1	0,6525	–	следы	12	88	45	43
62–100	3,3	0,7100	1,4000	3	38	59	22	37
100–120	1,9	0,7375	1,4135	5	35	60	26	34
120–150	2,2	0,7520	1,4215	10	33	57	30	27
150–200	5,1	0,7715	1,4345	16	22	62	38	24
н. к.–200	14,5	0,7490	1,4195	8	27	65	30	35
200–250	6,5	0,8045	1,4480	10	40	50	–	–
250–300	8,8	0,8230	1,4590	16	18	66	–	–
300–350	11,0	0,8380	1,4660	15	9	76	–	–
н. к.–350	40,8	0,8190	1,4560	12	22	66	–	–

Таблица 4.9

Структурно-групповой состав 50°-х фракций (по методу n-d-M)

Температура отбора, °С	$d_4^{20}$	$n_4^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				$C_A$	$C_H$	$C_{кол}$	$C_{П}$	$K_A$	$K_H$	$K_O$
200–250	0,8045	1,448	178	6,31	30	36	64	0,14	0,66	0,80
250–300	0,8230	1,459	216	9	25	34	68	0,23	0,70	0,93
300–350	0,8380	1,466	257	8	29	37	63	0,24	0,95	1,19

Таблица 4.10

*Индивидуальный углеродный состав фракции н. к.–62 °С*

Углеводороды	Содержание, % мас.	
	на фракцию	на нефть
н-Бутан	1,52	0,02
н-Пентан	30,28	0,33
н-Гексан	12,56	0,14
н-Гептан	0,17	–
Всего парафиновых углеводородов н-строения	44,53	0,49
Изобутан	0,34	–
Изопентан	14,46	0,16
2,2-диметилбутан	0,75	0,02
2,3-диметилбутан 2-метилпентан	3,35 : 14,70	0,04 : 0,16
3-метилпентан	8,11	0,09
2,2,3-триметилбутан	0,31	–
2-метилгексан	0,50	0,01
2,3-диметилпентан	0,27	–
3-метилгексан	0,48	0,01
3,3-диметилпентан	0,06	–
Всего парафиновых углеводородов изостроения	43,33	0,49
Всего парафиновых углеводородов	87,86	0,98
Циклопентан	3,09	0,03
Метилциклопентан	6,78	0,07
Циклогексан	1,55	0,02
1,3-диметилциклопентан, цис	0,14	–
1,3-диметилциклопентан, транс	0,12	–
1,2-диметилциклопентан, транс	0,14	–
Всего нафтеновых углеводородов	11,82	0,12
Бензол	0,32	–
Ароматических углеводородов	0,32	–
Всего углеводородов	100	1,10

Таблица 4.11

*Физико-химическая характеристика бензиновых фракций*

Показатели	Температура отбора, °С	
	н. к.–120	н. к.–180
Выход, %	6,60	12,50
Плотность, $d_4^{20}$	0,7160	0,7420
Содержание серы, %	отсутствует	отсутствует
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,34	0,39
Фракционный состав, °С		
н. к.	30	37
10 %	45	65
50 %	85	117
90 %	112	168

Таблица 4.12

*Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С	
	120–230	150–280
Выход, %	11,1	16,6
Плотность, $d_4^{20}$	0,7780	0,8040
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	1,38	2,24
Высота некопящего пламени, мм	28	22
Содержание ароматических углеводородов, %	12	14
Содержание серы, %	отсутствует	0,005
Температура, °С начало кристаллизации	–56	–33
Температура вспышки, °С	31	55
Анилиновая точка, °С	62	69
Фракционный состав, °С		
н. к.	120	151
10 %	132	166
50 %	177	230
90 %	218	270
98 %	227	278
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,52	0,98

Таблица 4.13

*Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С		
	140–320	140–350	180–350
Выход, % мас.	25,7	32,4	28,3
Плотность, $d_4^{20}$	0,8150	0,8220	0,8250
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	3,57	3,71	4,56
Фракционный состав, °С			
50 %	250	270	284
96 %	316	344	345
Температура застывания, °С	–29	–18	–11
помутнения, °С	–18	–8	–7
Температура вспышки, °С	60	66	86
Содержание серы, %	0,02	0,03	0,04
Цетановое число	52	54	60
Кислотность, мг КОН/100 мл	1,72	1,92	1,96
Анилиновая точка, °С	72,0	73,8	78,2

Фракция 140–320 на «З» не проходит по температуре застывания и помутнения на зимнее дизельное топливо, на летнее – по температуре вспышки.

Фракция 140–350 на проходит на летнее дизельное топливо, на зимнее не проходит по температуре застывания, помутнения и 96 % отгона.

Фракция 180–350 проходит на летнее дизельное топливо.

Таблица 4.14

*Характеристика остатка выше 350 °С*

Выход на нефть	$d_4^{20}$	Вязкость условная при		Вязкость кинематическая при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		80 °С	100 °С	80 °С	100 °С			
56,2	0,9095	5,13	2,97	37,26	20,22	0,67	+34	7,08

Таблица 4.15

*Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти*

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (x), % мас.	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (y) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИ НП: $y = 55,6 - 1,14(x - 30)$	
	на остаток	на нефть
31,35	54,06	30,38

Таблица 4.16

*Расчет возможности получения битумов*

Содержание в нефти, % мас.			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
1,12	8,24	8,26	-11,29

Таблица 4.17

*Индексация нефти*

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	0,40	Класс 1
	Класс 2	0,51–2,00	–	
	Класс 3	Более 2,00	–	
Массовая доля фракций до 350 °С, %	Тип 1	Не менее 55,0	–	Тип 3
	Тип 2	0,45–0,54	–	
	Тип 3	Менее 0,45,0	43	

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25 /0,45/	30,38/54,06/	Группа 1
	Группа 2	15,0–24,9 /45,0/	–	
	Группа 3	15,0–24,9 /30,0–44,9/	–	
	Группа 4	Менее 15,0 /30,0/	–	
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95	–	Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90–95	–	
	Подгруппа 3	85–89,9	85	
	Подгруппа 4	Менее 85	–	
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50	–	Вид 3
	Вид 2	1,51–6,00	–	
	Вид 3	Более 6,00	8,26	
Индекс нефти				1.3.2.3.3

## 4.2. Грушевое месторождение

Грушевое нефтяное месторождение находится в колтогорском нефтегазоносном районе. Месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему структуру 2-го порядка Черешманского куполовидного поднятия. В 1984–1985 гг. после проведения детальных работ структура сдана под глубокое бурение.

По отражающему горизонту  $\Phi_2$  (кривая донорских образований) поднятие имеет форму складки, линейно вытянутой в северо-западном направлении, осложнено двумя куполами и имеет размеры  $9 \times 9$  км амплитуда 60 м. По отражающему горизонту Па (подошва бажеловской свиты) структура имеет то же простирание, что по горизонту  $\Phi_2$ , осложнена несколькими куполами. Размеры структуры  $19 \times 3,5$  км, площадь  $68 \text{ км}^2$ , амплитуда 50 м. В 1986 году на центральном куполе структуры пробурена скважина 211 до глубины 3250 м.

Вскрытые палеозойские отложения представлены известняками скрытокристаллическими, трещиноватыми, по геофизическим данным плотные.

Первооткрывательницей месторождения явилась скважина 212 пробуренная в западной части структуры в 1987 году до глубины 2802 м. Забой находится в отложениях тюменской свиты.

Продуктивный пласт Ю<sup>1</sup> вскрыт в интервале 2718,8...2724,2 м (а. о. – 2624,7...2630,1 м) Литологически представлен песчаником буровато серым, мелкозернистым, средне-крепкосцементированным. При испытании пласта в колонне в интервале 2718...2725 м получен приток нефти дебитом  $80,6 \text{ м}^3/\text{сут}$  через штуцер 8 мм.

Площадь нефтеносности в районе скважины 212 равна 7,5 км<sup>2</sup>, в районе скважины 213 равна 19 км<sup>2</sup>.

Балансовые запасы нефти в районе скважины 213 составляют 3,763 млн т, извлекаемые – 1,626 млн т.

Балансовые запасы нефти в районе скважины 212 составляют 1,485 млн т, извлекаемые – 0,642 млн т.

Физико-химическая характеристика и состав нефти и нефтяных фракций представлены в табл. 4.18–4.50.

*Грушевое месторождение, скв. 213, дата отбора пробы 07.07.1987  
НГРЭ «Александровская», 2721...2725, пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>*

Таблица 4.18

*Физико-химическая характеристика образца нефти*

Показатели	Значение
Горизонт	Ю <sup>1</sup> <sub>1</sub>
Глубина перфорации, м	2721–2725
№ скважины	213
Содержание, массовая доля, %	
газа до С <sub>4</sub> вкл.	2,79
механических примесей	0,017
воды до обезвоживания	отсутствует
после обезвоживания	–
хлористых солей, мг/л	8,16
Температура вспышки, в закрытом тигле, °С	–23

Таблица 4.19

*Физико-химическая характеристика нефти*

Показатели	Значения
Плотность, d <sub>4</sub> <sup>20</sup> , г/см <sup>3</sup>	0,8075
Молекулярная масса	173
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	1,555
Температура застывания, °С	–32
Кислотное число, мг КОН/г	0,48
Содержание, %	
асфальтенов	0,20
смола силикагелевых	2,75
парафина	1,07
с температурой плавления, °С	55
серы	0,19
азота	0,32

Таблица 4.20

## Фракционный состав грушевой нефти (ГОСТ 11011–85) и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, $d_{4}^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с			Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %
		отдельных фракций	суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до С <sub>4</sub>	2,79	2,79	–	–	–	–	–	–	–	–
1	н. к.–40	3,38	6,17	–	–	65	0,368	–	–	–	–
2	40–62	3,01	9,18	0,6551	–	75	0,426	–	–	–	–
3	62–80	3,19	12,37	0,6950	1,3095	88	0,527	–	–	–	–
4	80–100	5,25	17,62	0,7140	1,4005	100	0,649	0,486	–	–	–
5	100–120	5,11	22,73	0,7348	1,4090	113	0,752	0,585	0,430	–	–
6	120–130	2,93	25,66	0,7460	1,4130	121	0,823	0,718	0,452	–	–
7	130–150	5,75	31,41	0,7585	1,4227	129	0,949	0,702	0,490	–	–
8	150–170	4,88	36,29	0,7760	1,4302	136	1,019	0,809	0,509	–	–
9	170–190	5,10	41,39	0,7906	1,4400	145	1,322	0,914	0,588	–70	–
10	190–210	4,66	46,05	0,8020	1,4490	159	1,635	1,116	0,694	–60	0,004
11	210–230	4,94	50,99	0,8148	1,4540	172	2,060	1,329	0,777	–44	0,018
12	230–250	4,49	55,48	0,8250	1,4671	184	2,574	1,578	0,878	–39	0,037
13	250–270	5,45	60,93	0,8390	1,4690	201	3,499	1,965	1,068	–33	0,081
14	270–290	4,95	65,88	0,8460	1,4751	217	4,816	2,577	1,229	–21	0,163
15	290–310	4,21	70,09	0,8536	1,4770	236	7,023	3,313	1,495	–13	0,247
16	310–330	3,93	74,02	0,8634	1,4820	253	10,096	4,335	1,795	–6	0,425
17	330–350	4,34	78,36	0,8784	1,4953	280	16,699	6,267	2,539	+2	0,576
	остаток	20,7	99,06	–	–	–	–	–	13,53	+28	0,74
	потери	0,94	100	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 4.21

*Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры*

Показатели качества	Температура, °С					
	0	10	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	4,067	3,140	2,515	2,114	1,834	1,555
Условная вязкость, °ВУ	1,29	1,21	1,15	1,11	1,08	1,05
Плотность, d <sub>4</sub> <sup>t</sup>	–	–	0,8075	0,7999	0,7924	0,7850
Динамическая вязкость, МПа·с	–	–	2,031	1,691	1,453	1,221

Таблица 4.22

*Содержание газов до С<sub>4</sub>, растворенных в нефти*

Выход (на нефть), % мас.	Содержание индивидуальных			
	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	изо-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>
2,79	0,36	18,28	13,98	67,38

Таблица 4.23

*Разгонка грушевой нефти по ГОСТ 2177-82*

Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С											
	100	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
49	10	16	24	27	31	37	43	50	53	58	64	68

Таблица 4.24

*Потенциальное содержание фракций в нефти*

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до С <sup>4</sup>	2,8	2,8	300–310	2,0	70,1
н. к.–62	6,4	9,2	310–320	2,1	72,2
62–70	1,5	10,7	320–330	1,8	74,0
70–85	3,0	13,7	330–340	2,3	76,3
85–100	3,9	17,6	340–350	2,1	78,4
100–120	4,9	22,7			
120–130	3,0	25,7	потери	0,9	
130–140	2,8	28,5			
140–150	2,9	31,4	остаток	20,7	
150–160	2,5	33,9			
160–170	2,4	36,3			
170–180	2,5	38,8			
180–190	2,6	41,4			
190–200	2,4	43,8			



Окончание табл. 4.24

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
200–210	2,3	46,1			
210–220	2,4	48,5			
220–230	2,5	51,0			
230–240	2,3	53,3			
240–250	2,2	55,5			
250–260	2,7	58,2			
260–270	2,7	60,9			
270–280	2,6	63,5			
280–290	2,4	65,9			
290–300	2,2	68,1			

Таблица 4.25

Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изостроения
н. к.–62	6,4	–	–	следы	16	84	40	44
62–100	8,4	0,7070	1,3770	2	37	61	28	33
100–120	5,1	0,7330	1,4085	5	38	57	24	33
120–150	8,7	0,7540	1,4190	8	39	53	22	31
150–200	12,4	0,7860	1,4380	17	37	46	20	26
н. к. –200	41,0	0,7420	1,4130	8	34	58	26	32
200–250	11,7	0,8170	1,4580	30	26	44	–	–
250–300	12,6	0,8430	1,4730	37	15	48	–	–
300–350	10,3	0,8660	1,4860	34	8	58	–	–
н. к.–350	75,6	0,7950	1,4430	20	26	54	–	–

Таблица 4.26

Структурно-групповой состав 50°-х фракций (по методу n-d-M)

Температура отбора, °С	$d_4^{20}$	$n_4^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				$C_A$	$C_H$	$C_{кол}$	$C_{П}$	$K_A$	$K_H$	$K_O$
200–250	0,8170	1,4580	174	15	33	48	52	0,32	0,54	0,86
250–300	0,8430	1,4735	212	19	22	41	59	0,49	0,60	1,09
300–350	0,8660	1,4860	260	20	41	41	59	0,62	0,82	1,44

Таблица 4.27

*Физико-химическая характеристика бензиновых фракций*

Показатели	Температура отбора, °С	
	н. к.–120	н. к.–180
Выход, %	19,9	36,0
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	740	735
Содержание серы, %	отсутствует	отсутствует
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,12	0,23
Фракционный состав, °С, 50 %	80	113

Таблица 4.28

*Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С	
	120–230	150–280
Выход, %	28,3	32,1
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	782	811
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	1,20	1,90
Высота некопящего пламени, мм	27	21
Содержание ароматических углеводородов, %	19	32
Содержание серы, %	отсутствует	0,01
Температура, °С начало кристаллизации	–62	–45
Температура вспышки, °С	+31	+54
Анилиновая точка, °С	57,7	60,1
Фракционный состав, °С		
н. к.	120	151
10 %	128	163
50 %	172	215
90 %	218	
98 %	228	277
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,27	0,46

Фракция 120...130 °С соответствует топливу Т-2 и на РТ не проходит по вязкости (на 0,05).

Фракция 150...280 °С – осветительный керосин КО-20 по ОСТ 3801407–86.

Таблица 4.29

*Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С		
	140–320	140–350	180–350
Выход, % мас.	43,7	41,0	39,6
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	819,0	821,5	839,5
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	2,25	2,91	3,52
Фракционный состав, °С			
50 %	227	234	261
96 %	311	327	343
Температура застывания, °С	–45	–40	–34
Температура помутнения, °С	–36	–21	–20
Температура вспышки, °С	50	55	80
Содержание серы, %	0,02	0,03	0,09
Цетановое число	52	54	55
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,41	0,98	1,03
Анилиновая точка, °С	60,7	–	65,5

Фракция 140...320 °С – зимнее топливо марки З для холодной и умеренной зон.

Фракция 140...350 °С – зимнее топливо марки З для умеренной зоны.

Фракция 180...350 °С – летнее дизельное топливо марки Л.

Таблица 4.30

*Характеристика остатка выше 350 °С*

Выход на нефть	d <sub>4</sub> <sup>20</sup>	Вязкость условная при		Вязкость кинематическая при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		80 °С	100 °С	80 °С	100 °С			
20,7	0,9340	23,13	13,53	23,13	13,53	0,74	+28	4,33

Таблица 4.31

*Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти*

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (x), % мас.	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (y) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИ НП: $y = 55,6 - 1,14(x - 30)$	
	на остаток	на нефть
24,25	62,2	12,88

Таблица 4.32

*Расчет возможности получения битумов*

Содержание в нефти, % мас. (формула БашНИИНП)			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
0,20	2,75	2,07	-2,10

Таблица 4.33

*Индексация нефти*

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	0,19	Класс 1
	Класс 2	0,51–2,00	–	
	Класс 3	Более 2,00	–	
Массовая доля фракций до 350 °С, %	Тип 1	Не менее 55,0	78,4	Тип 1
	Тип 2	0,45–0,54	–	
	Тип 3	Менее 0,45,0	–	
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть/на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25/0,45/	–	Группа 4
	Группа 2	15,0–24,9/45,0/	–	
	Группа 3	15,0–24,9/30,0–44,9/	–	
	Группа 4	Менее 15,0/30,0/	12,88	
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95	–	Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90–95	–	
	Подгруппа 3	85–89,9	85	
	Подгруппа 4	Менее 85	–	
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50	–	Вид 2
	Вид 2	1,51–6,00	2,05	
	Вид 3	Более 6,00	–	
Индекс нефти				1.1.4.3.2

Грушевое месторождение, скв. 212, дата отбора пробы 07.07.1987,  
НГРЭ «Александровская», 2718...2725, пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>

Таблица 4.34

*Физико-химическая характеристика образца Грушевой нефти*

Показатели	Значение
Горизонт	Ю <sup>1</sup> <sub>1</sub>
Глубина перфорации, м	2718–2725
№ скважины	212
Содержание, массовая доля, %	
газа до С <sub>4</sub> вкл.	отсутствует
механических примесей	0,037
воды до обезвоживания	отсутствует
после обезвоживания	–
хлористых солей, мг/л	9,76
Температура вспышки, в закрытом тигле, °С	+22
Фракционный состав, объемная доля, %	
до 100 °С	–
до 200 °С	29
до 300 °С	59

Таблица 4.35

*Физико-химическая характеристика нефти*

Показатели	Значения
Плотность, $d_4^{20}$	0,8490
Молекулярная масса	191
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,867
Температура застывания, °С	–19
Кислотное число, мг КОН/г	0,078
Содержание, %	
асфальтенов	1,38
смолянистых веществ	7,20
парафина	2,17
с температурой плавления, °С	52
серы	0,44
азота	0,17

Таблица 4.36

*Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры*

Показатели качества	Температура, °С					
	0	10	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	13,030	7,587	5,608	4,241	3,387	2,867
Условная вязкость, °ВУ	2,15	1,63	1,44	1,31	1,22	1,18
Плотность, $d_4'$	–	–	0,8490	0,8428	0,8358	0,8284

Таблица 4.37

## Фракционный состав грушевой нефти (ГОСТ 11011–85) и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, $d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с			Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %
		отдельных фракций	суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до C <sub>4</sub>	отсутствует	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1	н. к.(47)–95	2,90	2,90	0,7099	1,3995	95	0,608	0,455	–	–	–
2	95–110	2,58	5,48	0,7323	1,4110	102	0,680	0,515	0,356	–	–
3	110–130	4,90	10,37	0,7408	1,4155	112	0,784	0,586	0,399	–	–
4	130–150	4,85	15,22	0,7620	1,4260	125	0,914	0,678	0,484	–	–
5	150–160	2,62	17,84	0,7728	1,4313	131	1,040	0,747	0,508	–	–
6	160–180	5,43	23,27	0,7832	1,4373	141	1,229	0,864	0,562	–	–
7	180–200	3,71	26,98	0,8035	1,4477	152	1,474	1,000	0,633	–74	0,004
8	200–220	4,77	31,75	0,8122	1,4540	162	1,775	1,151	0,696	–62	0,011
9	220–240	5,54	37,29	0,8246	1,4620	176	2,314	1,417	0,814	–50	0,022
10	240–260	5,59	42,88	0,8348	1,4677	193	2,973	1,769	0,938	–38	0,062
11	260–280	5,31	48,19	0,8440	1,4740	204	3,930	2,108	1,075	–8	0,130
12	280–300	5,04	53,23	0,8532	1,4788	221	5,42	2,69	1,299	–24	0,242
13	300–320	5,59	58,78	0,8576	1,4812	241	7,96	3,57	1,63	–16	0,350
14	320–340	4,55	63,33	0,8716	1,4886	262	12,09	4,85	1,98	–8	0,452
15	340–350	2,72	66,05	0,8826	1,4950	276	16,85	6,14	2,24	–2	0,530

Таблица 4.38

*Содержание газов до C<sub>4</sub>, растворенных в нефти*

Выход (на нефть), % мас.	Содержание индивидуальных			
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Отсутствует	–	–	–	–

Таблица 4.39

*Разгонка грушевой нефти по ГОСТ 2177–82*

Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
100	1	4	8	13	22	29	36	42	47	53	59

Таблица 4.40

*Потенциальное содержание фракций в нефти*

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до C <sup>4</sup>	–	–	300–310	3,1	56,3
нк–62	0,4	0,4	310–320	2,5	58,8
62–70	0,2	0,6	320–330	2,8	61,0
70–85	1,0	1,6	330–340	2,3	63,3
85–100	2,2	3,8	340–350	2,7	66,0
100–120	3,6	7,4			
120–130	3,0	10,4	потери		33,2
130–140	2,4	12,8			
140–150	2,4	15,2	остаток		0,8
150–160	2,6	17,8			
160–170	2,2	20,0			
170–180	3,3	23,3			
180–190	1,4	24,7			
190–200	2,3	27,0			
200–210	2,4	29,4			
210–220	2,4	31,8			
220–230	2,7	34,5			
230–240	2,8	37,3			
240–250	2,7	40,0			
250–260	2,9	42,9			
260–270	2,6	45,5			
270–280	2,7	48,2			
280–290	2,8	51,0			
290–300	2,2	53,2			

Таблица 4.41

Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов по данным ГЖХ

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изостроения
н. к.–62	0,4	–	–	1	28	71	40	31
62–100	3,4	0,7190	1,4020	5	36	59	24	35
100–120	3,6	0,7360	1,4130	8	29	63	20	43
120–150	7,8	0,7560	1,4230	12	28	60	23	37
150–200	11,8	0,7850	1,4385	22	29	49	17	32
н. к.–200	27,0	0,7640	1,4270	15	29	56	20	36
200–250	13,0	0,8230	1,4580	31	30	39	–	–
250–300	13,2	0,8460	1,4750	36	20	44	–	–
300–350	12,8	0,8680	1,4870	40	14	46	–	–
н. к.–350	66,0	0,8210	1,4570	27	25	48	–	–

Таблица 4.42

Структурно-групповой состав 50°-х фракций (по методу n-d-M)

Температура отбора, °С	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				$C_A$	$C_H$	$C_{кол}$	$C_{П}$	$K_A$	$K_H$	$K_O$
200–250	0,8230	1,4580	176	11	36	47	53	0,23	0,81	1,04
250–300	0,8460	1,4750	208	20	24	44	56	0,50	0,64	1,14
300–350	0,8680	1,4870	257	20	22	42	58	0,62	0,85	1,47

Таблица 4.43

Индивидуальный углеродный состав фракции н. к.–62 °С

Углеводороды	Содержание, % мас.	
	на фракцию	на нефть
н-Бутан	0,12	следы
н-Пентан	10,22	0,04
н-Гексан	28,72	0,12
н-Гептан	0,97	0,01
Всего парафиновых углеводородов н-строения	40,03	0,17
Изобутан	следы	следы
2-метилбутан	3,40	0,01



Окончание табл. 4.43

Углеводороды	Содержание, % мас.	
	на фракцию	на нефть
2,2-диметилбутан	0,03	следы
2,3-диметилбутан	0,27	следы
2-метилпентан	12,16	0,05
3-метилпентан	9,15	0,04
2,2-диметилпентан	2,00	0,01
2,4-диметилпентан	0,60	следы
2,2,3-триметилбутан	0,20	следы
3,3-диметилпентан	0,06	следы
2-метилгексан	1,44	0,01
2,3-диметилпентан	0,68	следы
3-метилгексан	1,30	0,01
2,5-диметилгексан	следы	следы
2,2,3-триметилпентан	следы	следы
Всего парафиновых углеводородов изостроения	31,29	0,14
Циклопентан	3,31	0,01
Метилциклопентан	18,09	0,07
Циклогексан	3,74	0,02
1,1-диметилциклопентан	0,33	следы
1,3-диметилциклопентан, цис	0,45	следы
1,3-диметилциклопентан, транс	0,52	следы
1,2-диметилциклопентан, транс	0,86	следы
Этилциклогексан	0,03	следы
Метилциклогексан	0,26	следы
Всего нафтеновых углеводородов	27,59	0,10
Бензол	1,02	следы
Толуол	0,07	следы
Ароматических углеводородов	1,09	следы
Всего углеводородов	100,0	0,40

Таблица 4.44

*Физико-химическая характеристика бензиновых фракций*

	Температура отбора, °С	
	н. к.–120	н. к.–180
Выход, %	7,4	23,3
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	730,0	757,0
Содержание серы, %	отсутствует	отсутствует
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,29	0,76
Фракционный состав, °С		
н. к.	48	55
10 %	52	90
50 %	100	134
90 %	114	164

Таблица 4.45

*Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С	
	120–230	150–280
Выход, %	27,1	33,0
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	785,0	818,0
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	1,26	1,95
Высота некопящего пламени, мм	27	20
Содержание ароматических углеводородов, %	22	30
Содержание серы, %	отс	0,015
Температура, °С начало кристаллизации	–63	–46
Температура вспышки, °С	33	58
Анилиновая точка, °С	54,8	57
Фракционный состав, °С		
н. к.	118	153
10 %	128	164
50 %	164	220
90 %	220	267
98 %	228	277
Кислотность, мг КОН/100 мл	1,07	0,78

Таблица 4.46

*Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С		
	140–320	140–350	180–350
Выход, % мас.	46,0	53,2	42,7
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	828,0	834,0	843,0
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С			
итк	2,45	2,90	3,70
экс	2,20	2,67	3,50
Фракционный состав, °С			
50 %	235	248	267
96 %	313	338	343
Температура застывания, °С	–47	–40	–35
Температура вспышки, °С	58	59	62,8
Содержание серы, %	0,03	0,06	0,12
Цетановое число	49	51	54
Кислотность, мг КОН/100 мл	1,47	1,96	2,48
Анилиновая точка, °С	58,6	61,2	62,8

Таблица 4.47

*Характеристика остатка выше 350 °С*

Выход на нефть	$d_4^{20}$	Вязкость условная при		Вязкость кинематическая при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		80 °С	100 °С	80 °С	100 °С			
33,2	0,9441	4,75	2,57	34,18	16,70	0,99	+22	5,05

Таблица 4.48

*Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти*

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (x), % мас.	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (y) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИ НП: $y = 55,6 - 1,14(x - 30)$	
	на остаток	на нефть
32,38	52,89	17,55

Таблица 4.49

*Расчет возможности получения битумов*

Содержание в нефти, % мас. (формула БашНИИ НП)			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
1,38	7,20	2,17	3,15

Таблица 4.50

*Индексация нефти*

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197–80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	0,44	Класс 1
	Класс 2	0,51–2,00		
	Класс 3	Более 2,00		
Массовая доля фракций до 350 °С, %	Тип 1	Не менее 55,0	66,0	Тип 1
	Тип 2	0,45–0,54		
	Тип 3	Менее 0,45,0		
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25 /0,45/		Группа 2
	Группа 2	15,0–24,9 /45,0/	17,55 /52,89/	
	Группа 3	15,0–24,9 /30,0–44,9/		
	Группа 4	Менее 15,0 /30,0/		
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95		Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90–95		

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197–80	Нефть	Примечание
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 3	85–89,9	85	Подгруппа 3
	Подгруппа 4	Менее 85		
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50		Вид 2
	Вид 2	1,51–6,00	2,17	
	Вид 3	Более 6,00		
Индекс нефти				1.1.2.3.2

### Физико-химическая характеристика Грушевой нефти

Грушевая нефть относительно легкая, ее плотность – 0,8490 г/см<sup>3</sup>, малосернистая (содержание серы 0,44 %), смолистая (С – 7,20 %, А – 1,38 %), содержание парафина составляет 2,17 % с температурой плавления 52 °С, содержание фракций до 300 °С – 59,0 %. Растворенные газы в нефти отсутствуют.

**Групповой углеводородный состав** фракция от 62 до 350 °С был определен методом анилиновых точек. Во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. По мере утяжеления фракций содержание ароматических углеводородов увеличивается от 1 до 40 % и уменьшается количество нафтеновых углеводородов от 36 % во фракции 62...100 °С до 14 % в 300...350 °С.

Расчет структурно-группового состава по методу n-d-M показал, что керосино-газойливые фракции характеризуются значительной циклическостью-среднее число колец в молекуле ( $K_o$ ) находится в пределах от 1,04 до 1,48, возрастая с повышением температурных пределов отбора фракций. В составе циклов преобладают нафтеновые ( $K_n$  составляет 0,64...0,85,  $K_a$  – 0,23...0,62). Большая часть углерода приходится на парафиновые структуры ( $C_n$  находится в пределах 53...58).

**Бензиновые дистилляты.** Точка отбора бензиновых фракций н. к.– 120 °С и н. к.–180 °С. Выход фракций составляет 7,44 и 23,3 % соответственно.

**Керосиновые дистилляты.** Фракция 120...230 °С (выход 27,1 %) по всем показателям, за исключением повышенной кислотности (1,07 против 0,7 мг КОН на 100 мл топлива) удовлетворяет требованиям ГОСТ 10227–86 на топливо марок ТС-1 и Т-2, а также РТ для ВРД. Керосиновый дистиллят 150...280 °С (выход 33,0 %) может быть использован как осветительный керосин марки КО-20 в соответствии с ОСТ 38.10407–86.

**Дизельные дистилляты.** Характеризуются небольшой кислотностью (1,47...2,48 мг КОН на 100 мл топлива), малым содержанием серы

(0,03...0,12 %), низкой температурой застывания. Фракция 140...320 °С и 140...350 °С (выход 46,0 и 53,2 %) по всем показателям соответствуют зимнему дизельному топливу для холодной зоны марки З –45 °С ГОСТ 305–82 и умеренной климатической зоны марки З –35 °С ГОСТ 305–82.

Дистиллят 180...350 °С (выход 42,7 %) отвечает требованиям на летнее дизельное топливо марки Л-62 ГОСТ 305–82, а после частичной депарафинизации может использоваться и как зимнее дизельное топливо.

**Потенциальное содержание базовых масел.** На основании данных по содержанию асфальтенов, смол и парафинов в остатке выше 350 °С получено, что в грушевой нефти потенциальное содержание среднеиндексных базовых масел с ИВ-85 составляет 17,55 % (52,89 % на остаток).

Возможность получения битумов определяется по формуле Баш-НИИНП и составляет 3,15, из этого следует, что грушевая нефть пригодна для получения вязких дорожных битумов.

### 4.3. Южно-Охтеурское месторождение

Южно-Охтеурское месторождение в административном отношении находится на севере Александровского района Томской области. В тектоническом плане месторождение находится в северо-западной части Криволуцкого вала, выделенного в центре Александровского свода. Площадь входит в Стрежевской нефтеперерабатывающий район. В 5 км на север от Южно-Охтеурской структуры находится северное месторождение, которое разрабатывается. Южно-Охтеурская структура выявлена работами МОТТ с/п 2.12.83 г. (Дербышев Н.К.).

По отражающему горизонту «Б» (кровля боженовской свиты) локальное поднятие представляет собой брахианикминаль изометричной формы с размерами 7 × 3 км по оконтуривающей изогипсе –2030 м. Амплитуда поднятия 40 м. Структура слегка вытянута в меридиальном направлении и усложнена двумя куполами – северным и южным, каждый из которых оконтуривается по изогипсе – 2020 м. На севере в районе скважины 202 северного месторождения Южно-Охтеурская структура объединяется по изогипсе – 2040 м с Северным поднятием. Представленное месторождение открыто в 1990 году скважиной 411, пробуренной на северном куполе. Скважина остановлена бурением на глубине 2526 м в эффузивных отложениях.

В разрезе скважины выделяется два продуктивных пласта: Ю<sup>3-4</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>. Литологически пласты представлены песчаником желтовато-серым мелкозернистым, плотным, крепким с включением углистого материала, с запахом нефти. Пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> вскрыт в интервале 2128...2136 м. Пласт Ю<sup>3-4</sup><sub>1</sub> вскрыт в интервале 2140,8...2171,0 м. По геофизическим данным пласт неоднородный. Состоит из четырех интервалов.

Характеристика юллекторов пласта, пластовых флидов, добываемых возможностей и подсчет запасов проводились в 1990 году в количестве 1,032 млн т по категориям С<sub>1</sub> и 2,143 млн т по категориям С<sub>2</sub>. Испытание проведено в колонне двумя объектами из первого объекта в интервале 2147...2153 м получен фонтан нефти дебитом 10 см<sup>3</sup>/сут на 4-мм штуцере.

Физико-химическая характеристика и состав нефти и нефтяных фракций представлены в табл. 4.51–4.67.

*Южно-Охтеурское месторождение, скв. 411, Ю<sup>3</sup><sub>1</sub>, 2147...2153,  
НГРЭ «Александровская»*

Таблица 4.51

*Физико-химическая характеристика образца нефти*

Показатели	Значение
Горизонт	Ю <sup>3</sup> <sub>1</sub>
Глубина перфорации, м	2147–2153
№ скважины	411
Содержание, массовая доля, %	
газа до С <sub>4</sub> вкл.	5,64
механических примесей	0,03
воды до обезвоживания	отсутствует
после обезвоживания	–
хлористых солей, мг/л	58,90
Температура вспышки, в закрытом тигле, °С	–48
Фракционный состав, % об.	
до 100 °С	10
до 200 °С	35
до 300 °С	55

Таблица 4.52

*Физико-химическая характеристика нефти*

Показатели	Значения
Плотность, d <sub>4</sub> <sup>20</sup>	0,8216
Молекулярная масса	155
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,175
Температура застывания, °С	–32
Кислотное число, мг КОН/г	0,021
Содержание, %	
асфальтенов	0,97
смола силикагелевых	4,54
парафина	1,77
с температурой плавления, °С	53
серы	0,33
азота	–

Таблица 4.53

## Фракционный состав (ГОСТ 11011–85) и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, $d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с			Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %
		отдельных фракций	суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до С <sub>4</sub>	2,55	5,64	–	–	–	–	–	–	–	–
1	н. к.–40	2,55	8,19	–	–	–	0,39	–	–	–	–
2	40–60	3,20	11,39	0,6412	1,3732	68	0,40	0,32	–	–	–
3	60–70	1,93	13,32	0,6868	1,3929	87	0,52	0,41	–	–	–
4	70–90	2,52	15,84	0,7173	1,4049	98	0,63	0,48	–	–	–
5	90–100	3,26	19,10	0,7250	1,4109	99	0,66	0,53	0,34	–	–
6	100–120	3,79	22,89	0,7376	1,4171	105	0,73	0,55	0,36	–	–
7	120–130	2,32	25,21	0,7470	1,4228	117	0,82	0,62	0,44	–	–
8	130–150	4,13	29,34	0,7631	1,4306	126	0,94	0,70	0,49	–	–
9	150–170	3,82	33,16	0,7769	1,4390	138	1,13	0,82	0,55	–	–
10	170–190	2,73	35,89	0,7952	1,4477	148	1,40	0,98	0,65	–71	следы
11	190–210	3,84	39,73	0,8053	1,4542	158	1,63	1,08	0,77	–60	0,010
12	210–230	4,16	43,89	0,8174	1,4620	173	2,13	1,33	0,82	–46	0,010
13	230–240	2,53	46,42	0,8306	1,4702	185	2,59	1,56	0,93	–42	0,018
14	240–260	3,59	49,96	0,8404	1,4760	194	3,15	1,79	1,02	–33	0,042
15	260–280	3,65	53,61	0,8474	1,4795	211	4,33	2,29	1,18	–28	0,102
16	280–300	4,08	57,69	0,8548	1,4834	229	6,12	2,96	1,39	–18	0,170
17	300–320	3,95	61,64	0,8614	1,4868	248	9,11	3,97	1,70	–9	0,255
18	320–350	5,47	67,11	0,8758	1,4961	274	15,70	5,90	2,27	–1	0,478

Таблица 4.54

*Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры*

Показатели качества	Температура, °С			
	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	3,491	2,930	2,513	2,175
Условная вязкость, °ВУ	1,23	1,19	1,15	1,12
Плотность, d <sub>4</sub> <sup>t</sup>	0,8216	0,8174	0,8148	0,8099
Динамическая вязкость, МПа·с	2,868	2,395	2,046	1,761

Таблица 4.55

*Содержание газов до С<sub>4</sub>, растворенных в нефти*

Выход (на нефть), % мас.	Содержание индивидуальных			
	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	изо-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>
5,64	0,52	17,82	15,06	66,60

Таблица 4.56

*Разгонка южно-охтеурской нефти по ГОСТ 2177-82*

Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С											
	100	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
45	10	15	21	24	27	32	35	39	43	47	51	55

Таблица 4.57

*Потенциальное содержание фракций в нефти*

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до С <sup>4</sup>	5,6	5,6	300–310	1,8	59,5
н. к.–62	5,2	10,8	310–320	2,0	61,5
62–70	1,0	11,8	320–330	1,8	63,3
70–85	2,7	14,5	330–340	1,9	65,2
85–100	4,7	19,2	340–350	1,9	67,1
100–120	4,0	23,2			
120–130	2,1	25,3	потери		0,6
130–140	2,0	27,3			
140–150	2,0	29,3	остаток		32,3
150–160	2,0	31,3			
160–170	2,0	33,3			
170–180	1,7	35,0			
180–190	1,5	36,5			
190–200	1,5	38,0			



Окончание табл. 4.57

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
200–210	1,7	39,7			
210–220	2,1	41,8			
220–230	2,2	44,0			
230–240	2,4	46,4			
240–250	1,8	48,2			
250–260	1,8	50,0			
260–270	1,8	51,8			
270–280	1,8	53,6			
280–290	1,9	55,5			
290–300	2,2	57,7			

Таблица 4.58

Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изостроения
н. к.–62	5,2	0,6230	1,3590	следы	17	83	47,51	35,37
62–100	8,4	0,7180	1,4030	5	35	60	18	42
100–120	4,0	0,7300	1,4175	8	30	62	16	46
120–150	6,0	0,7560	1,4280	14	26	60	21	39
150–200	8,7	0,7870	1,4450	23	30	47	20	27
н. к.–200	32,4	0,7400	1,4185	11	28	61	23	38
200–250	10,2	0,8225	1,4650	31	24	45	–	–
250–300	9,5	0,8500	1,4810	35	14	51	–	–
300–350	9,4	0,8700	1,4920	39	7	54	–	–
н. к.–350	61,5	0,7995	1,4510	22	22	56	–	–

Таблица 4.59

Структурно-групповой состав 50°-х фракций (по методу n-d-M)

Температура отбора, °С	$d_4^{20}$	$n_4^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				$C_A$	$C_H$	$C_{кол}$	$C_{II}$	$K_A$	$K_H$	$K_O$
200–250	0,8225	1,4650	177	22	12	34	66	0,48	0,28	0,76
250–300	0,8500	1,4810	217	25	11	36	64	0,65	0,61	1,26
300–350	0,8700	1,4920	252	27	11	38	62	0,82	0,42	1,24

Таблица 4.60

Индивидуальный углеродный состав фракции н. к.–62 °С

Углеводороды	Содержание, % мас.	
	на фракцию	на нефть
н-Бутан	6,44	0,33
н-Пентан	22,21	1,16
н-Гексан	15,60	0,81
н-Гептан	3,26	0,17
Всего парафиновых углеводородов н-строения	47,51	2,47
Изобутан	0,65	0,03
Изопентан	15,12	0,79
2,2-диметилбутан	0,14	0,01
2,3-диметилбутан	0,95	0,05
2-метилпентан	8,46	0,45
3-метилпентан	4,64	0,24
2,4-диметилпентан	0,41	0,02
2-метилгексан	1,47	0,08
2,3-диметилпентан	0,89	0,05
3-метилгексан	1,76	0,09
2-метилгептан	0,64	0,03
4-метилгептан	0,24	0,01
Всего парафиновых углеводородов изостроения	35,35	1,85
Всего парафиновых углеводородов	82,86	4,32
Циклопентан	2,20	0,11
Метилциклопентан	6,81	0,35
Циклогексан	2,11	0,11
Метилциклогептан	2,20	0,11
1,1-диметилциклопентан	0,71	0,04
1,3-диметилциклопентан, цис	0,68	0,03
1,3-диметилциклопентан, транс	1,18	0,06
1,2-диметилциклопентан, транс	0,50	0,03
1,2,3-триметилциклопентан	0,34	0,02
Всего нафтеновых углеводородов	16,73	0,86
Бензол	0,39	0,02
Ароматических углеводородов	0,39	0,02
Всего углеводородов	100	5,20

Таблица 4.61

Физико-химическая характеристика бензиновых фракций

Показатели	Температура отбора, °С	
	н. к.–120	н. к.–180
Выход, %	17,6	29,4
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	714	735
Содержание серы, %	отсутствует	отсутствует

Окончание табл. 4.61

Показатели	Температура отбора, °С	
	н. к.–120	н. к.–180
Кислотность, мг КОН/100 мл	отсутствует	0,152
Фракционный состав, °С, 50 %	82	106

Таблица 4.62

*Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С	
	120–230	150–280
Выход, %	20,8	24,3
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	787	817,5
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	1,219	1,993
Высота некопящего пламени, мм	26	20
Содержание ароматических углеводородов, %	23	29
Содержание серы, %	следы	0,01
Температура, °С начало кристаллизации	–62	–30
Температура вспышки, °С	+32	+52
Анилиновая точка, °С	54,5	57,7
Фракционный состав, °С, 50 %	172	217
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,406	0,305

Фракция 120...130 °С на ТС-2 и Т-1 не проходит по вязкости 1,219 против 1,30 и 1,25, ароматика 23 против 22.

Фракция 150...280 °С на КО-20 проходит.

Таблица 4.63

*Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С		
	140–320	140–350	180–350
Выход, % мас.	34,2	39,8	32,1
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	827	836,5	845
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	2,50	2,65	4,058
Фракционный состав, °С			
50 %	232	244	266
96 %	312	341	344
Температура застывания, °С	–58	–49	–34
Температура вспышки, °С	+51	+53	+79

Окончание табл. 4.63

Показатели	Температура отбора, °С		
	140–320	140–350	180–350
Содержание серы, %	0,015	0,035	0,09
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,559	1,473	1,727
Анилиновая точка, °С	59	61,9	66,1

Фракция 140...320 °С – проходит по всем показателям на зимнее топливо для холодной.

Фракция 140...350 °С – проходит на зимнее дизельное топливо.

Фракция 180...350 °С – проходит на летнее дизельное топливо.

Таблица 4.64

*Характеристика остатка выше 350 °С*

Выход на нефть	$d_{4}^{20}$	Вязкость условная при			Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		50 °С	80 °С	100 °С			
32,3	0,9409	22,3	5,63	2,92	0,76	+22	9,29
		Вязкость кинематическая					
		165,58	41,95	19,87			

Таблица 4.65

*Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти*

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (x), % мас.	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (y) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИНП: $y = 55,6 - 1,14(x - 30)$	
	на остаток	на нефть
22,54	64,10	20,70

Таблица 4.66

*Расчет возможности получения битумов*

Содержание в нефти, % мас.			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
0,97	4,54	1,77	1,08

Таблица 4.67

## Индексация нефти

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197–80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	0,33	Класс 1
	Класс 2	0,51–2,00		
	Класс 3	Более 2,00		
Массовая доля фракций до 350 °С, %	Тип 1	Не менее 55,0	67,1	Тип 1
	Тип 2	0,45–0,54		
	Тип 3	Менее 0,45,0		
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25/0,45/	20,7/64,1/	Группа 1
	Группа 2	15,0–24,9/45,0/		
	Группа 3	15,0–24,9/30,0–44,9/		
	Группа 4	Менее 15,0/30,0/		
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95		Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90–95		
	Подгруппа 3	85–89,9	85	
	Подгруппа 4	Менее 85		
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50		Вид 2
	Вид 2	1,51–6,00	1,77	
	Вид 3	Более 6,00		
Индекс нефти				1.1.1.3.2

#### 4.4. Столбовое месторождение

В административном отношении Столбовое месторождение находится в Каргосокском районе. В тектоническом отношении приурочено к Катыльгинскому куполовидному поднятию, осложняющему Каймысовский свод – структуру I порядка.

По отражающему горизонту Па поднятия представляют собой складку неправильной формы, осложненную двумя куполами.

Месторождение открыто в 1986 году скважиной 75, пробуренной западном куполе. Всего пробурено 6 скважин – 75, 76, 77, 80, 81, 82. Пласт водонефтяной. Метологически пласт представлен песчаниками-серыми, мелкозернистыми, плотными. Толщина пласта изменяется от 1,4 м (скв 76) до 12,6 м (скв. 82). Гибсометрически всех выше расположена скв. 75, вскрываемая пласт в интервале 2585,6...2599 м (а. о. 2492,5...2505,9 м). Пласт вскрыт на глубине 2624,5...2638 (а. о. – 2531,4...2544,8 м), испытание проведено в интервале 2624...2628 м (а. о. – 2530,8...2534,8 м). Получено 6,6 м<sup>3</sup>/сут нефти, 42,2 м<sup>3</sup>/сут воды через 3-мм штуцер.

В скважине 91 получен приток нефти из отложений агимовской пачки (нижней шеи), пласт Б<sub>18</sub>.

На столбовом месторождении, как коллектор, пласт Б<sub>18</sub> имеет эпизодическое распространение, это в скважинах 88, 75, 77, 82 и 91.

Залежь нефти, как указано выше, приурочена к скважине 91, пробуренной в северо-западной части структуры. Пласт вскрыт в интервале 2492,4...2506,8 м.

Получен приток нефти дебитом 45 м<sup>3</sup>/сут через 5-мм штуцер.

Бурение на структуре начато в 1965 году. На месторождении пробурено 7 скважин, из них в колонне испытано 5 скважин.

В 1988 году пробурено скважина 8. Пласт вскрыт в интервале.

Физико-химическая характеристика и состав нефти и нефтяных фракций представлены в табл. 4.68–4.100.

*Столбовое месторождение, скв. 91, В<sub>16</sub>, 2492...2507,  
НГРЭ «Александровская»*

Таблица 4.68

*Физико-химическая характеристика образца нефти*

Показатели	Значение
Горизонт	В <sub>16</sub>
Глубина перфорации, м	2492–2507
№ скважины	91
Содержание, массовая доля, %	
газа до С <sub>4</sub> вкл.	2,80
механических примесей	0,03
воды до обезвоживания	следы
после обезвоживания	отсутствует
хлористых солей, мг/л	отсутствует
Температура вспышки, в закрытом тигле, °С	–45
Фракционный состав, % об.	
до 100 °С	10
до 200 °С	35
до 300 °С	36

Физико-химическая характеристика столбовой нефти приведена в таблицах. Результаты анализов показывают, что столбовая нефть имеет невысокую плотность (0,8325 г/см<sup>3</sup>) и вязкость (5,97 мм<sup>2</sup>/с при 20 °С), низкие температуры застывания (–29 °С) и вспышки (–45 °С), является малосмолистой (а – 1,22 %, с – 4,56 %), низкопарафинистой (п – 0,82%), малосернистой (серы – 0,52 %) и характеризуется высоким выходом светлых дистиллятов – отгон до 200 °С составляет 35, а до 300 °С – 56 % об., кол-во растворенных газов в нефти до С<sub>4</sub> – 2,80 % мас., в их составе преобладает н-бутан 61,18 %.

Таблица 4.69

## Фракционный состав (ГОСТ 11011-85) и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, $d_{4}^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с,			Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %
		отдельных фракций	суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до С <sub>4</sub>	2,85	2,85	—	—	—	—	—	—	—	—
1	н. к.-40	2,61	5,46	0,6240	—	69	0,39	—	—	—	—
2	40-50	1,54	7,00	0,6463	1,3763	72	0,41	—	—	—	—
3	50-70	2,61	9,61	0,6802	1,3909	86	0,49	0,42	—	—	—
4	70-90	2,69	12,30	0,7146	1,4050	100	0,64	0,49	—	—	—
5	90-100	3,38	15,68	0,7264	1,4114	105	0,70	0,54	0,37	—	—
6	100-120	4,13	19,81	0,7392	1,4180	115	0,78	0,60	0,44	—	—
7	120-130	2,01	21,82	0,7443	1,4232	122	0,85	0,65	0,48	—	—
8	130-140	2,02	23,80	0,7658	1,4316	126	0,91	0,68	0,50	—	—
9	140-150	2,10	25,90	0,7665	1,4330	131	1,00	0,74	0,52	—	—
10	150-160	2,11	28,01	0,7759	1,4380	135	1,08	0,78	0,54	—	—
11	160-170	2,21	30,22	0,7825	1,4432	141	1,19	0,86	0,57	—	0,005
12	170-180	2,13	32,35	0,7889	1,4479	150	1,35	0,96	0,64	—	0,009
13	180-200	3,56	35,91	0,8043	1,4549	159	1,57	1,08	0,72	-71	0,013
14	200-210	1,81	37,72	0,8117	1,4607	167	1,81	1,25	0,75	-57,5	0,015
15	210-220	1,89	39,61	0,8135	1,4600	174	2,12	1,35	0,81	-39	0,024
16	220-230	1,81	41,42	0,8276	1,4691	182	2,35	1,47	0,87	-55	0,052
17	230-240	2,99	43,41	0,8314	1,4712	186	2,62	1,59	0,92	-39	0,045
18	240-360	4,21	47,62	0,8408	1,4743	199	3,19	1,88	1,09	-33	0,096
19	260-280	4,06	51,68	0,8482	1,4780	213	4,38	2,38	1,31	-30	0,211
20	280-300	3,93	55,61	0,8550	1,4840	234	6,38	3,16	1,52	-22	0,296
21	300-320	4,31	59,92	0,8627	1,4890	251	9,24	4,11	1,80	-15	0,402
22	320-350	6,10	66,02	0,8890	1,4958	274	15,84	6,05	2,24	-3	0,686
	остаток	33,08	99,10	0,9486	—	—	—	233,4	55,9	+23	0,99
	потери	0,90	100	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 4.70

*Физико-химическая характеристика нефти*

Показатели	Значения
Плотность, $d_4^{20}$	0,8325
Молекулярная масса	160
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,427
Температура застывания, °С	-29
Кислотное число, мг КОН/г	0,016
Содержание, %	
асфальтенов	1,22
смола силикагелевых парафина	4,56
с температурой плавления, °С	0,82
серы	-
азота	0,69
	0,23

Таблица 4.71

*Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры*

Показатели качества	Температура, °С			
	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	5,968	3,938	2,876	2,427
Условная вязкость, °ВУ	1,47	1,28	1,19	1,14
Плотность, $d_4'$	0,8325	0,8367	0,8204	0,8188
Динамическая вязкость, МПа·с	4,968	3,255	2,359	1,987

Таблица 4.72

*Содержание газов до C<sub>4</sub>, растворенных в нефти*

Выход (на нефть), % мас.	Содержание индивидуальных				
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
2,80	0,01	0,09	19,31	19,41	61,18

Таблица 4.73

*Разгонка столбовой нефти по ГОСТ 2177-82*

Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
53	15	20	23	26	31	35	39	43	47,5	52	56



Таблица 4.74

## Потенциальное содержание фракций в нефти

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до С4	2,8	2,8	300–310	2,1	57,7
н. к.–62	5,9	8,7	310–320	2,2	59,9
62–70	0,9	9,6	320–330	2,1	62,0
70–85	2,0	11,6	330–340	2,0	64,0
85–100	3,0	15,6	340–350	2,0	66,0
100–120	4,2	19,8			
120–130	2,0	21,8	потери	0,9	100
130–140	2,0	23,8			
140–150	2,1	25,9	остаток	33,1	99,1
150–160	2,1	28,0			
160–170	2,2	30,2			
170–180	2,1	32,3			
180–190	2,0	34,3			
190–200	1,6	35,9			
200–210	1,8	37,7			
210–220	1,9	39,6			
220–230	1,8	41,4			
230–240	2,0	43,4			
240–250	2,1	45,5			
250–260	2,1	47,6			
260–270	2,0	49,6			
270–280	2,0	51,6			
280–290	2,0	53,6			
290–300	2,0	55,6			

Выход широкой бензиновой фракции (н. к.–200 °С) составляет 33,1 %, керосийно-газойлевой (200...350 °С) – 30,1 %, отгон до 350 °С – 66,0 % мас.

Таблица 4.75

## Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изостроения
н. к.–62	5,9	0,6390	1,3750	1	10	89	52	37
62–100	6,9	0,7180	1,4070	4	41	55	30	25
100–120	4,2	0,7390	1,4180	9	38	53	16	37

Окончание табл. 4.75

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
120–150	6,1	0,7580	1,4290	13	35	52	23	29
150–200	10,0	0,7800	1,4470	24	32	44	20	24
н. к.–200	33,1	0,7445	1,4220	12	31	57	28	29
200–250	9,6	0,8270	1,4670	31	33	35	–	–
250–300	10,1	0,8500	1,4810	36	22	42	–	–
300–350	10,4	0,8720	1,4910	39	14	47	–	–
н. к.–350	63,2	0,8050	1,4540	23	27	50	–	–

Таблица 4.76

Структурно-групповой состав 50°-х фракций (по методу n-d-M)

Температура отбора, °С	$d_4^{20}$	$n_4^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				C <sub>A</sub>	C <sub>H</sub>	C <sub>кол</sub>	C <sub>П</sub>	K <sub>A</sub>	K <sub>H</sub>	K <sub>O</sub>
200–250	0,8270	1,4670	182	22	15	37	63	0,48	0,37	0,85
250–300	0,8560	1,4810	220	23	14	37	63	0,61	0,42	1,03
300–350	0,8720	1,4910	264	22	21	43	57	0,72	0,73	1,45

Таблица 4.77

Физико-химическая характеристика бензиновых фракций

Показатели	Температура отбора, °С	
	н. к.–120	н. к.–180
Выход, %	17,0	29,5
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	715	732
Содержание серы, %	отсутствует	отсутствует
Кислотность мг КОН/100 мл	(83) 89*	(109) 125*
Фракционный состав, °С, 50 %	отсутствует	отсутствует

Примечания: \* – по Энглеру; ( ) – по ИТК.

Таблица 4.78

*Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С	
	120–230	150–280
Выход, %	21,6	25,7
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	788	820
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	1,28	1,99
Высота некопящего пламени, мм	25	20
Содержание ароматических углеводородов, %	24	29
Содержание серы, %	0,005	0,02
Температура, °С начало кристаллизации	–62	–45
Температура вспышки, °С	+36	+55
Анилиновая точка, °С	53	56,5
Фракционный состав, °С, 50 %	172	216
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,15	0,40

Таблица 4.79

*Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С		
	140–320	140–350	180–350
Выход % масс	36,1	42,2	33,7
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	831	836	846
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	2,37	2,87	3,95
Фракционный состав, °С			
50 %	233; 233*	247; 245*	268; 267*
96 %	313; 305*	342; 335*	343; 337*
Температура застывания, °С	–39	–33	–29
Температура вспышки, °С	53	55	80
Содержание серы, %	0,035	0,09	0,19
Кислотность, мг КОН/100 мл	1,68	2,13	4,32
Цетановое число		51	53

*Примечание:* \* – по Энглеру.

Таблица 4.80

*Характеристика остатка выше 350 °С*

Выход на нефть	$d_4^{20}$	Вязкость условная при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		50 °С	80 °С			
33,1	0,9486	31,51	7,60	0,99	+23	7,04
		Кинематическая вязкость				
		233,44	55,93			

Таблица 4.81

*Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти*

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (x), % мас.	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (y) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИ НП: $y = 55,6 - 1,14(x - 30)$	
	на остаток	на нефть
19,95	67,06	22,18

Таблица 4.82

*Расчет возможности получения битумов*

Содержание в нефти, % мас. (формула БашНИИ НП)			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
1,22	4,56	0,82	3,73

Таблица 4.83

*Индексация нефти*

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50		Класс 2
	Класс 2	0,51–2,00	0,69	
	Класс 3	Более 2,00		
Массовая доля фракций до 350 °С, %	Тип 1	Не менее 55,0	66,0	Тип 1
	Тип 2	0,45–0,54		
	Тип 3	Менее 0,45,0		
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25 /0,45/		Группа 2
	Группа 2	15,0–24,9 /45,0/	22,18	
	Группа 3	15,0–24,9 /30,0–44,9/		
	Группа 4	Менее 15,0 /30,0/		

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95		Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90–95		
	Подгруппа 3	85–89,9	85	
	Подгруппа 4	Менее 85		
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50	0,82	Вид 1
	Вид 2	1,51–6,00		
	Вид 3	Более 6,00		
Индекс нефти				2.1.2.3.1

### Физико-химическая характеристика нефти

**Групповой углеродный состав светлых дистиллятов.** Определение содержания ароматических нафтеновых и парафиновых углеводородов во фракциях с температурой выкипания от 62 до 350 °С проводилось методом анилиновых точек. Для фракции н. к.–62 °С групповой состав рассчитывается по данным ГЖХ.

Результаты анализов приведены в таблицах откуда видно, что во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды, количество которых с повышением температуры отбора от н. к. до 250 °С уменьшается с 89 до 36 %, а затем возрастает до 47 % при переходе к более высококипящим.

Содержание ароматических углеводородов колеблется в широких пределах от 1 до 39 %, закономерно увеличиваясь с повышением температуры кипения фракции. Легкие дистилляты характеризуются присутствием значительного количества нафтеновых углеводородов (32...41 %) за исключением фракции н. к.–62 °С. При переходе к керосиногазойлевым дистиллятам (фракции выше 200 °С) количество нафтенов падает с 33 до 14 %. Широкая бензиновая фракция (н. к.–200 °С) содержит 12 % ароматических, 31 % нафтеновых и 57 % парафиновых углеводородов. В состав последних н- и изостроение распределены примерно поровну. Суммарный отгон до 350 °С имеет в своем составе 23 % А, 27 % Н и 50 % П, что позволяет отнести столбовую нефть к нафтенопарафиновому типу. Следует отметить практически полную идентичность по групповому углеродному составу нефтей из скв. 75 и 91.

## Структурно-групповой состав фракций, выкипающих выше 200 °С

Данные по структурно-групповому составу в основном находятся в соответствии с групповым углеродным составом. Так, количество углерода связанного с ароматическими структурами ( $C_A$ , %) в усредненной молекуле указанных дистиллятов, составляет значительную долю от общего (20...28 %) и возрастает с повышением температуры отбора фракций. На нефтеновые структуры приходится всего 10...15 % углерода, а остальная часть его связана с парафиновыми частями и составляет 57...65 %. Среднее число ароматических колец в молекуле не велико и возрастает с повышением температуры отбора фракций от 0,48 до 0,90. Такая же закономерность наблюдается в отношении общей цикличности, которая увеличивается от 0,85 до 1,33 по мере уплотнения дистиллятов.

**Фракция н. к.–62 °С** используется в качестве сырья для процесса каталитической изомеризации, продуктом которого являются высокооктановые изокомпоненты, применяются для получения бензина марки АИ-93 без добавки ТЭС.

Из таблицы видно, что эта фракция содержит 89,39 % парафиновых углеводородов, в том числе 52,56 % представителей нормального и 36,83 % изостроения. В составе н-парафинов преобладает н-пентан (31,59 %), количество которого превышает содержание н-гексана (10,70 %), что благоприятно для сырья изомеризации. Достоинством данной фракции является также отсутствие в ее составе вредных примесей серы и азота, а недостатком – повышенное содержание нефтяных углеводородов (10,07 %), отрицательно влияющих на процесс каталитической изомеризации при низких температурах. Из сказанного следует, что фракция н. к.–62 °С столбовой нефти может быть использована в качестве сырья для высокотемпературного варианта процесса каталитической изомеризации, в которой допускается повышенное содержание до 15 % нефтяных в сырье.

**Бензиновые дистилляты** н. к.–120 °С (выход 17 %) и н. к.–180 °С (выход 29,5 %), характеристика которых приведена в таблице, не содержит сернистых соединений, имеют низкую кислотность, что является их достоинством однако эти бензины будут иметь низкие антидетонационные характеристики в связи с преобладанием в составе парафиновых углеводородов и малым содержанием в них ароматики.

Таким образом, бензиновые дистилляты столбовой нефти могут быть использованы лишь в качестве компонентов автомобильных бензинов, а также как ценное сырье для нефтехимии (пиролиз, катализ, риформинг).

**Керосиновые дистилляты.** В таблице представлена характеристика керосиновых дистиллятов, служащих сырьем для получения реактивного топлива и осветительного керосина.

Из сопоставления этих данных с соответствующими характеристиками топлива для РД (ГОСТ 10227–86) следует, что легкая керосиновая фракция с температурой отбора 120...230 °С (выход 21,6 %) по всем показателям отвечает требованиям на РТ марок Т–2 (первой категории качества) и РТ (высшей категории качества).

Фракция 150...280 °С с выходом 32,1 % имеет повышенную кислотность и низкое значение высоты некоптящего пламени, связанное с большим содержанием Аг углеводородов. Эта фракция удовлетворяет всем техническим условиям на осветительный керосин марки КО-20 по ОСТ 38.01407–86.

**Дизельные дистилляты.** Все они отличаются низким содержанием серы, небольшой кислотностью и высокими цетановыми числами.

Фракция 140...320 °С (выход 36,1 %) и 140...350 °С (выход 42,2 %) по всем показателям отвечают нормам ГОСТ 305–82 на зимнее дизельное топливо марки З для умеренной зоны.

Фракция 180...350 °С (выход 33,7 %) удовлетворяет техническим условиям указонного ГОСТа на летнее дизельное горючее марки Л.

**Остаток выше 350 °С.** В таблице приведена характеристика остатка перегонки нефти выше 350 °С как нефтяного топлива – мазута, технические требования к которому представлены ГОСТ 10585–75.

Из сравнения показателей ГОСТа и таблиц следует, что остаток столбовой нефти выше 350 °С (выход 35 % на нефть) отвечает всем требованиям на среднее топливо – сернистый мазут марки 40, а также на тяжелое топливо – сернистый мазут марки 100 и 100 В из высокопарафиновой нефти.

**Потенциальное содержание масел.** Количество дистиллятных и остаточных масел составляет 67,05 % на остаток и 22,18 % на нефть.

**Получение битумов.** Для данной нефти  $1,22 + 4,56 - 0,82 = 1,68$ , т. е.  $>0$ , следовательно, столбовая нефть пригодна для производства вязких дорожных битумов.

**Индекс нефти.** В соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 38.01197–80 определены класс (2), тип (1), группа (2), подгруппа (3) и вид (1) нефти Столбового месторождения и ее индекс – 2.1.2.3.1.

**Заключение.** Исследована нефть Столбового месторождения (скв. 91, пласт Б<sub>18</sub>, интервал 2492...2507 м).

Работа проведена по сокращенной унифицированной программе № 2 с использованием рекомендованных методик и ГОСТов.

Столбовая нефть легкая (плотность при 20 °С – 0,8325 г/см<sup>3</sup>), имеет небольшую вязкость при 20 °С (5,57 мм<sup>2</sup>/с), низкую температуру застывания (–29 °С) и вспышки (–45 °С), является малосмолистой (асфальтены – 1,22 %, смолы – 4,56 %), малопарафинистой (парафина – 0,82 %), низкосернистой (серы – 0,52 %) и характеризуется высоким выходом светлых дистиллятов – отгон до 200 °С составляет по ИТК 35,9 до 350 °С – 66,0 % мас.

По углеродному составу данная нефть относится к нафтенопарафиновому типу.

По товарным качествам столбовая нефть является ценным сырьем для нефтепереработки. Из нее могут быть получены:

- сырье для каталитической изомеризации (фракция н. к.–62 °С с выходом 5,6 %);
- компоненты автомобильных бензинов (фракция н. к.–120 °С и н. к.–180 °С с выходами 17,0 и 29,5 %);
- топлива для реактивных двигателей марок Т-2 и РТ (фракция 120...230 °С с выходом 21,6 %);
- осветительный керосин марки КО-20 (фракция 150...280 °С с выходом 32,1 %);
- зимнее дизельное топливо марки З для умеренной зоны (фракция 140...320 °С и 140...350 °С с выходами 36,1 и 42,2 %);
- летнее дизельное топливо марки Л (фракция 180...350 °С с выходом 33,7 %);
- сернистый топочный мазут марок 40, 100, 120 В;
- базовые масла с ИВ-85 в количестве 22,18 % на нефть;
- вязкие дорожные битумы.

*Столбовое месторождение, дата отбора 30.12.86 г.,  
НГРЭ «Александровская»*

Таблица 4.84

*Физико-химическая характеристика образца Столбовой нефти*

Показатели	Значение
Горизонт	Ю <sup>7</sup> <sub>1</sub> + Ю <sup>2</sup> <sub>1</sub>
Глубина перфорации, м	2580–2582, 2585–2598
№ скважины	75



Окончание табл. 4.84

Показатели	Значение
Содержание, массовая доля, %	
газа до С <sub>4</sub> вкл.	2,7
механических примесей	0,02
воды до обезвоживания	0,09
после обезвоживания	–
хлористых солей, мг/л	11,20
Температура вспышки, в закрытом тигле, °С	–40
Фракционный состав, объемная доля, %	
до 100 °С	10,0
до 200 °С	39,0
до 300 °С	64,0

Таблица 4.85

*Физико-химическая характеристика нефти*

Показатели	Значения
Плотность, $d_4^{20}$	0,8302
Молекулярная масса	178
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,483
Температура застывания, °С	–30
Кислотное число, мг КОН/г	0,055
Содержание, %	
асфальтенов	1,59
смола силикагелевых	8,42
парафина	1,49
с температурой плавления, °С	52
серы	0,51
азота	0,21

Таблица 4.86

*Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры*

Показатели качества	Температура, °С					
	0	10	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	8,186	5,410	4,324	3,484	2,910	2,483
Условная вязкость, °ВУ	1,69	1,42	1,32	1,23	1,19	1,14
Плотность, $d_4^t$	–	–	0,8302	0,8262	0,8187	0,8121

Таблица 4.87

*Содержание газов до С<sub>4</sub>, растворенных в нефти*

Выход (на нефть), % мас.	Содержание индивидуальных				
	СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	изо-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>
2,7	следы	0,74	19,63	14,07	65,56

Таблица 4.88

*Разгонка столбовой нефти по ГОСТ 2177–82*

Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
52	16,0	22,0	27,0	31,0	35,0	39,0	44,0	49,0	54,0	58,0	64,0

Таблица 4.89

*Потенциальное содержание фракций в нефти*

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до С <sub>4</sub>		2,7	300–310	1,6	57,8
н. к.–62	6,2	8,9	310–320	2,1	59,9
62–70	1,6	10,5	320–330	1,6	61,5
70–85	2,2	12,7	330–340	2,0	63,5
85–100	3,9	16,6	340–350	1,1	64,6
100–120	3,5	20,1	350–360		
120–130	2,6	22,7	360–370		
130–140	1,8	24,5	370–380		
140–150	2,1	26,6	380–390		
150–160	1,8	28,4	390–400		
160–170	2,0	30,4	400–410		
170–180	2,0	32,4	410–420		
180–190	1,9	34,3	420–430		
190–200	1,9	36,2	430–440		
200–210	2,0	38,2	440–450		
210–220	1,9	40,1	450–460		
220–230	1,9	42,0	460–470		
230–240	2,4	44,4	470–480		
240–250	2,2	46,6	480–490		
250–260	1,8	48,4	490–500		
260–270	1,5	49,9			
270–280	2,0	51,9	потери	1,0	65,6
280–290	2,0	53,9			
290–300	2,3	56,2	остаток	34,4	100,0

Таблица 4.90

## Фракционный состав столбовой нефти (ГОСТ 11011–85) и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, $d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с			Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %
		отдельных фракций	суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до С <sub>4</sub>	2,69	2,69	–	–	–	–	–	–	–	–
1	н. к.–40	2,77	5,46	–	–	–	–	–	–	–	–
2	40–50	1,09	6,55	–	1,3653	70	0,400	–	–	–	–
3	50–62	2,38	8,93	–	1,3843	78	0,454	–	–	–	–
4	62–70	1,57	10,48	0,6880	1,3918	85	0,511	0,405	–	–	–
5	70–90	3,10	13,58	0,7113	1,4010	95	0,602	0,462	–	–	–
6	90–100	3,02	16,60	0,7258	1,4063	99	0,623	0,493	0,335	–	–
7	100–110	1,66	18,26	0,7376	1,4133	106	0,714	0,538	0,369	–	–
8	110–120	1,85	20,11	0,7388	1,4163	109	0,743	0,558	0,381	–	–
9	120–130	2,56	22,67	0,7454	1,4171	113	0,763	0,606	0,407	–	–
10	130–140	1,83	24,50	0,7601	1,4260	116	0,857	0,650	0,420	–	–
11	140–150	2,15	26,65	0,7658	1,4288	123	0,939	0,700	0,481	–	–
12	150–160	1,78	28,43	0,7740	1,4340	129	1,037	0,758	0,552	–	0,0022
13	160–170	2,00	30,43	0,7831	1,4387	134	1,129	0,808	0,578	–	0,0095
14	170–180	2,01	32,44	0,7899	1,4430	140	1,259	0,829	0,638	–72	0,0110
15	180–190	1,86	34,30	0,7986	1,4470	146	1,407	0,965	0,668	–67	0,0210
16	190–200	1,94	36,24	0,8056	1,4509	151	1,536	1,032	0,684	–62	0,0295
17	200–220	3,85	40,09	0,8218	1,4592	164	1,801	1,179	0,713	–58	0,0448
18	220–240	4,26	44,35	0,8338	1,4664	180	2,484	1,525	0,845	–46,5	0,0587
19	240–250	2,20	46,55	0,8418	1,4713	193	3,084	1,786	0,941	–37	0,1210
20	250–260	1,81	48,36	0,8458	1,4742	201	3,638	2,017	1,236	–29	0,1628
21	260–280	3,57	51,93	0,8514	1,4765	214	4,595	2,407	1,337	–24	0,2270
22	280–300	4,22	56,15	0,8575	1,4794	233	6,866	3,030	1,546	–19	0,3338
23	300–320	3,75	59,90	0,8651	1,4833	253	9,428	4,065	1,868	–11,5	0,5080
24	320–350	4,65	64,95	0,8812	1,4938	276	16,114	5,602	2,294	–3,5	0,7024
	остаток	34,45	99,00	–	–	–	–	–	–	–	–
	потери	1,00	100,00	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 4.91

Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов по данным ГЖХ

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изостроения
н. к.–62	6,2	–	–	1*	15*	84	43	41
62–100	7,7	0,7160	1,4030	3	35	62	28	34
100–120	3,5	0,7380	1,4150	8	33	59	18	41
120–150	6,5	0,7585	1,4250	13	33	54	22	32
150–200	9,6	0,7900	1,4430	24	32	44	21	23
н. к.–200	33,5	0,7395	1,4165	12	30	58	27	21
200–250	10,4	0,8320	1,4660	31	33	36	–	–
250–300	9,6	0,8540	1,4780	36	19	45	–	–
300–350	8,4	0,8730	1,4890	42	9	49	–	–
н. к.–350	61,9	0,8000	1,4470	22	26	52	–	–

Таблица 4.92

Структурно-групповой состав 50°-х фракций (по методу n-d-M)

Температура отбора, °С	$d_4^{20}$	$n_4^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				$C_A$	$C_H$	$C_{кол}$	$C_{П}$	$K_A$	$K_H$	$K_O$
200–250	0,8320	1,4660	177	19	28	47	53	0,44	0,60	1,04
250–300	0,8540	1,4780	222	20	28	48	52	0,52	0,80	1,32
300–350	0,8730	1,4890	267	22	27	49	51	0,72	0,92	1,64

Таблица 4.93

Индивидуальный углеродный состав фракции н. к.–62 °С

Углеводороды	Содержание, % мас.	
	на фракцию	на нефть
Пропан	0,80	0,05
н-Бутан	6,31	0,39
н-Пентан	19,36	1,20
н-Гексан	16,71	1,04
н-Гептан	1,35	0,08
Всего парафиновых углеводородов н-строения	44,53	2,76
Изобутан	2,99	0,19
2-метилбутан	11,66	0,72
2,2-диметилбутан	0,11	0,01

Окончание табл. 4.93

Углеводороды	Содержание, % мас.	
	на фракцию	на нефть
2,3-диметилбутан 2-метилбутан	15,23	0,94
3-метилпентан	6,83	0,42
2,4-диметилпентан	–	–
2-метилгексан	1,14	0,07
2,3-диметилпентан	0,49	0,03
3-метилгексан	1,25	0,08
3-этилпентан	–	–
2,4-диметилгексан	–	–
3,3-диметилгексан	–	–
2,3-диметилгексан 2,3-метилэтилпентан	–	–
2,3,3-триметилпентан 2-метилгептан	–	–
Всего парафиновых углеводородов изостроения	39,70	2,46
Циклопентан	4,25	0,26
Метилциклопентан	7,23	0,46
Циклоексан	1,85	0,11
1,1-диметилциклопентан	–	–
1,3-диметилциклопентпн, цис	0,39	0,02
1,3-диметилциклопентпн, транс	0,38	0,02
1,2-диметилциклопентан, транс	0,76	0,05
Метилциклогексан	–	–
1,2,4-триметилциклопентан, цис, транс	–	–
Всего нафтеновых углеводородов	14,86	0,92
Бензол	0,91	0,06
Ароматических углеводородов	0,91	0,06
Не идентифицировано	–	–
Всего углеводородов	100	6,20

Таблица 4.94

*Физико-химическая характеристика бензиновых фракций*

Показатели	Температура отбора, °С	
	н. к.–120	н. к.–180
Выход, %	17,4	29,7
Плотность, $d_4^{20}$	0,7055	0,7350
Содержание серы, %	отсутствует	отсутствует
Фракционный состав, °С, 50 %	75	105

Таблица 4.95

*Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С	
	120–230	150–280
Выход, %	21,9	25,3
Плотность, $d_4^{20}$	0,7885	0,8255
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	1,301	1,819
Высота некопящего пламени, мм	26	19
Содержание ароматических углеводородов, %	24	29
Серы	0,01	0,05
Температура, °С начало кристаллизации	–63	–48
Вспышки	31	57
Анилиновая точка, °С	53,1	57
Фракционный состав, °С, 50 %	173	216
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,95	0,90

Таблица 4.96

*Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С		
	140–320	140–350	180–350
Выход, % мас.	35,4	40,1	32,2
Плотность, $d_4^{20}$	0,8345	0,8400	0,8480
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	2,412	2,965	4,179
Фракционный состав, °С, 50 %	231	243	263
Температура застывания, °С	–48	–43	–39
Температура вспышки, °С	54	55	80
Содержание серы	0,05	0,10	0,17
Цетановое число	47	49	52
Кислотность, мг КОН/100 мл	1,08	2,02	2,16

Таблица 4.97

*Характеристика остатка выше 350 °С*

Выход на нефть	$d_4^{20}$	Вязкость условная при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		80 °С	100 °С			
34,4	0,9501	7,54	3,70	1,16	+20	6,53

Таблица 4.98

*Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти*

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (x), % мас.	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (y) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИ НП: $y = 55,6 - 1,14(x - 30)$	
	на остаток	на нефть
33,43	51,7	17,8

Таблица 4.99

*Расчет возможности получения битумов*

Содержание в нефти, % мас. (формула БашНИИ НП)			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
1,59	8,42	1,49	6,28

Нефть пригодна для получения битума.

Таблица 4.100

*Индексация нефти*

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	–	Класс 2
	Класс 2	0,51–2,00	0,51	
	Класс 3	Более 2,00	–	
Массовая доля фракций до 350°, %	Тип 1	Не менее 55,0	64,6	Тип 1
	Тип 2	0,45–0,54	–	
	Тип 3	Менее 0,45,0	–	
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25/0,45/	–	Группа 2
	Группа 2	15,0–24,9/45,0/	17,8/51,7/	
	Группа 3	15,0–24,9/30,0–44,9/	–	
	Группа 4	Менее 15,0/30,0/	–	
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95	–	Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90–95	–	
	Подгруппа 3	85–89,9	85	
	Подгруппа 4	Менее 85	–	
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50	1,49	Вид 1
	Вид 2	1,51–6,00	–	
	Вид 3	Более 6,00	–	
Индекс нефти				2.1.2.3.1

## Физико-химическая характеристика Столбовой нефти

Столбовая нефть – легкая (плотность 0,8302 г/см<sup>3</sup>), маловязкая (2,483 мм<sup>2</sup>/с при 50 °С), смолистая (смола – 8,42 %, А – 1,59 %), малопарафиновая (парафина – 1,49 %), имеет высокое содержание светлых фракций (отгон до 200 °С – 36,2 %, до 350 °С – 64,6 %). По групповому составу светлых дистиллятов нефть относится к нафтено-парафиновому типу.

Бензины и легкие керосиновые дистилляты могут быть использованы как компоненты моторных топлив. Дизельные фракции удовлетворяют требованиям на летнее и зимнее топливо. Из столбовой нефти может быть получено 17,8 % базовых масел с ИВ – 85. Индекс 2.1.2.3.1.

**Групповой углеводородный состав** фракций от 62 до 350 °С был определен методом анилиновых точек. Отсюда следует, что во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. С ростом температуры отбора фракций содержание ароматических углеводородов увеличивается от 1 до 42 % и уменьшается количество нафтеновых от 35 % во фракции 62...100 °С до 9 % во фракции 300...350 °С. Расчет структурно-группового состава к-г-фракций по методу n-d-M показал, что они характеризуются значительной цикличностью – среднее число колец в молекуле находится в пределах от 1,04 до 1,64, возрастая с повышением температурных пределов отбора фракций, а в составе циклов наблюдается некоторое преобладание нафтеновых над ароматическими. Большая часть углерода приходится на парафиновые структуры (С<sub>п</sub> находятся в пределах 53...51).

По групповому углеводородному составу столбовая нефть относится к нафтено-парафиновому типу.

**Бензин.** Имеет небольшую плотность и не содержит серы.

**Легкие керосиновый дистилляты.** Фракция 120...230 °С (выход 21,9 %) по всем показателям, за исключением повышенного содержания ароматических углеводородов (24 против 22 %) и кислотности (0,95 против 0,7 мг КОН на 100 мл топлива), удовлетворяют требованиям ГОСТ 10227–86 на топливо марок ТС-1 и Т-2. Керосиновый дистиллят 150...280 °С (выход 25,3 %) имеет низкое значение высоты некопящего пламени (19 мм), поэтому может быть использован только как компонент реактивного топлива и осветительного керосина.

**Дизельные дистилляты.** Основные характеристики фракций, используемых для получения дизельных топлив, показывают, что все дистилляты имеют большую кислотность (1,08...2,16 мг КОН/100 мл топлива), низкую температуру застывания, малое содержание серы (0,05...0,17 %). Фракция 140...320 °С (выход 35,4 %) по всем показате-



лям соответствует зимнему дизельному топливу для холодной зоны марки 3...45 °С ГОСТ 505-82, а 140...350 °С (выход 40,1 %) зимнему дизельному топливу для умеренной зоны марки 3...35 °С ГОСТ 305–82. Дистиллят 180...350 °С (выход 32,2 %) отвечает требованиям на летнее дизельное топливо марки Л-62 ГОСТ 305–82.

Характеристика остатка выше 350 °С приведена в таблице. Определение потенциального содержания базовых масел проводилось расчетным методом по формуле ВНИИНП.

На основании данных по содержанию асфальтенов, смол и парафинов в остатке выше 350 °С получено, что в столбовой нефти потенциальное содержание средне-индексных базовых масел (с ИВ-85) составляет 17,8 % (51,7 % на остаток).

Полученное значение составило 6,28, т. е. ТО, следовательно столбовая нефть пригодна для получения вязких дорожных битумов.

Шифр нефти 2.1.2.3.1.

**Заключение.** Нефть Столбового месторождения (скв. 75, пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>+Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> интервал перфорации 2580...2582, 2585...2598 м), легкая плотность (0,8302 г/см<sup>3</sup>, содержание фракций до 300 °С – 64,0 % об.), маловязкая (вязкость при 50 °С – 2,483 мм<sup>2</sup>/с), смолистая (смол – 8,42 %, асфальтенов – 1,59 %), малопарафиновая (парафина – 1,49 %), сернистая (содержание серы – 0,51 %). Бензины н. к.–120 °С (выход 17,4 %) и н. к. – 180 °С (выход 29,7 %) имеют небольшую плотность и не содержат серы. Легкий керосиновый дистиллят 120...230 °С (выход 21,9 %) по всем показателям, кроме повышенного содержания ароматических углеводородов и кислотности отвечает требованиям ГОСТ 10227–86 на топливо марок ТС–1 и Т–2 для ВРД. Керосиновый дистиллят 150...230 °С (выход 25,3 %) не удовлетворяет требованиям ОСТ 38.01407–86 на осветительный керосин по высоте некоптящего пламени.

Дизельная фракция 140...320 °С (выход 35,4 %) соответствует зимнему дизельному топливу для холодной зоны марки 3–45 °С ГОСТ 305–82. Дистиллят 140...350 °С (выход 40,1 %) пригоден как зимнее топливо для умеренной зоны марки 3–35 °С (выход 32,2 %) удовлетворяет требованиям ГОСТ 305–82 на летнее дизельное топливо марки Л-62 ГОСТ 305–82.

Расчетным методом определено, что потенциальное содержание базовых масел с ИВ-85 в столбовой нефти составляет 17,8 % (51,7 % на остаток). Столбовая нефть пригодна для получения всяких дорожных битумов. Индекс столбовой нефти в соответствии ОСТ 38.01197–80–2.1.2.3.1.

#### 4.5. Средне-Васюганское месторождение

В административном отношении Средне-Васюганское нефтяное месторождение расположено в Каргосокском районе Томской области. В тектоническом отношении приурочено к Красноярскому локальному поднятию 1-го порядка. Структура оконтурена работами сейсмопартии 32/58–59, детализирована работами сейсмопартии 4, 31, 37 в 1959–1960 гг., работами сейсмопартии 9, 11 в 1963–1964 гг. и сейсмопартии в 1976–1977 гг.

По отражающему горизонту Па месторождение имеет изометрическую форму, с севера осложнено дизъюктивным нарушением. Простирание структуры субситротное, площадь по оконтуривающей сейсмоизогипсе – 2260 м и равна 94 км<sup>2</sup>.

Бурение на структуре начато в 1965 году. На месторождении пробурено 7 скважин, из них в колонне испытано 5. В 1988 году пробурена скважина 8. Пласт вскрыт в интервале 2310,8...2319,2 м, что изометрически выше пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> в скважине 5 на 4 км.

Литологически пласт представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми.

При испытании в колонне интервала 2309...2319 м получен приток нефти дебитом 134 м<sup>3</sup>/сут через 9,5-мм штуцер. По результатам испытания произведен прирост запасов нефти при следующих параметрах. Площадь нефтеносности ограничена контуром условного ВНК, проведенного на середине расстояния между кровлей водоносного пласта (–2241,5 м) и подошвой нефтеносной его части (–2227 м) на абсолютной отметке – 2234 м. Площадь равна 3,4 км<sup>2</sup>.

Физико-химическая характеристика и состав нефти и нефтяных фракций представлены в табл. 4.101–4.116.

*Средне-Васюганское месторождение, скв. 8, 2309...2314,  
Ю<sup>2</sup><sub>1</sub>, НГРЭ «Васюганская»*

Таблица 4.101

*Физико-химическая характеристика образца нефти*

Показатели	Значение
Горизонт	Ю <sup>2</sup> <sub>1</sub>
Глубина перфорации, м	2309–2314
№ скважины	8
Содержание, массовая доля, %	
газа до С <sub>4</sub> вкл.	2,61
механических примесей	0,16
воды до обезвоживания	0,31
после обезвоживания	–
хлористых солей, мг/л	0,06
Температура вспышки, в закрытом тигле, °С	–60

Окончание табл. 4.101

Показатели	Значение
Фракционный состав, % об.	
до 100 °С	11
до 200 °С	41
до 300 °С	66

Показатели физико-химических свойств, зависимость плотности и вязкости Средне-Васюганской нефти от температуры приведены в табл. 4.102, 4.103. Количество и состав растворенных газов до С<sub>4</sub>, растворенных в нефти, а также результаты ее разгонки по ГОСТ 2177–82 представлены в табл. 4.104–4.106. Из этих данных следует, что Средне-Васюганская нефть легкая и маловязкая – плотность при 20 °С составляет 0,8174 г/см<sup>3</sup>, молекулярная масса – 153, кинематическая вязкость при 20 °С – 2,95 мм<sup>2</sup>/с. Нефть является малосмолистой (с – 3,78 %, а – 0,39 %), парафинистой (содержание парафинов с  $t_{пл}$  52 °С – 1,64 %), имеет низкие температуры застывания и вспышки, соответственно –35 и –60 °С, отличается высоким содержанием светлых фракций до –200 °С отгоняется 3 % по объему, до 300 °С – 64 % по объему. Содержание растворенных в нефти газов до С<sub>4</sub> составляет 2,61 % мас., в их составе преобладает н-бутан – 72,05 %.

Таблица 4.102

*Физико-химическая характеристика нефти*

Показатели	Значения
Плотность, $d_4^{20}$	0,8174
Молекулярная масса	153
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,946
Температура застывания, °С	–35
Кислотное число, мг КОН/г	0,036
Содержание, %	
асфальтенов	0,34
смола силикагелевых	3,78
парафина	1,64
с температурой плавления, °С	52
серы	0,32
азота	0,18

Таблица 4.103

*Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры*

Показатели качества	Температура, °С			
	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	2,946	2,418	2,068	1,767
Условная вязкость, °ВУ	1,19	1,14	1,10	1,08
Плотность, $d_4^t$	0,8174	0,8112	0,8062	0,8005
Динамическая вязкость, МПа·с	2,41	1,96	1,67	1,41

Таблица 4.104

*Содержание газов до C<sub>4</sub>, растворенных в нефти*

Выход (на нефть), % мас.	Содержание индивидуальных				
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
2,61	0,04	0,35	8,60	18,96	72,05

Таблица 4.105

*Разгонка нефти по ГОСТ 2177–82*

Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С											
	100	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
57	9	16	24	26	30	34	39	44	49	54	59	64

Таблица 4.106

*Потенциальное содержание фракций в нефти*

Температура отгона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до C <sub>4</sub>	2,6	2,6	300–310	2,3	66,0
н. к.–62	7,3	9,9	310–320	2,2	68,2
62–70	2,6	11,5	320–330	1,9	70,1
70–85	2,2	13,7	330–340	2,1	72,2
85–100	4,9	18,6	340–350	2,2	74,4
100–120	4,0	22,6	350–360	2,1	76,5
120–130	2,9	25,5	360–370	2,2	78,7
130–140	2,5	28,0	370–380	2,1	80,8
140–150	2,4	30,4			
150–160	2,5	32,9			
160–170	2,4	35,3	потери	18,3	99,1
170–180	1,8	37,1			
180–190	1,7	38,8	остаток		0,9
190–200	3,0	41,8			
200–210	2,0	43,8			
210–220	2,0	45,8			
220–230	2,5	48,3			
230–240	2,6	50,9			
240–250	2,3	53,2			
250–260	2,2	55,4			
260–270	1,8	57,2			
270–280	1,7	58,9			
280–290	2,4	61,3			
290–300	2,4	63,7			

Таблица 4.107

*Фракционный состав Средне-Васюганской нефти (ГОСТ 11011–85) и физико-химическая характеристика узких фракций*

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, $d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, $mm^2/s$			Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %
		отдельных фракций	суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до С <sub>4</sub>	2,61	2,61								
1	н. к.–40	2,60	5,21	0,6307	1,3683	70	0,403				отсутствует
2	40–50	2,02	7,23	0,6570	1,3710	72	0,408				0,005
3	50–70	4,30	11,53	0,6779	1,3860	84	0,504	0,397			0,011
4	70–90	2,65	14,18	0,7171	1,4035	101	0,650	0,498			0,007
5	90–100	4,39	18,57	0,7209	1,4060	102	0,660	0,508			0,007
6	100–120	3,99	22,56	0,7350	1,4137	117	0,799	0,614	0,453		0,005
7	120–130	2,90	25,46	0,7420	1,4182	121	0,858	0,647	0,466		0,007
8	130–150	4,94	30,40	0,7601	1,4285	127	0,959	0,704	0,493		0,009
9	150–170	4,92	35,32	0,7779	1,4380	142	1,157	0,843	0,597		0,014
10	170–190	3,52	38,84	0,7974	1,4480	148	1,362	0,937	0,609	–70	0,015
11	190–200	2,93	41,77	0,8030	1,4512	158	1,605	1,072	0,675	–58	0,021
12	200–220	3,99	45,76	0,8149	1,4577	172	1,955	1,266	0,841	–52	0,025
13	220–240	5,13	50,89	0,8278	1,4664	183	2,510	1,517	0,890	–44	0,038
14	240–260	4,54	55,43	0,8407	1,4740	200	3,408	1,523	1,061	–33	0,079
15	260–280	3,47	58,90	0,8472	1,4783	212	4,366	2,298	1,203	–25	0,134
16	280–300	4,83	63,73	0,8561	1,4823	228	5,909	2,910	1,399	–20	0,227
17	300–320	4,48	68,21	0,8610	1,4852	246	8,662	3,827	1,673	–12	0,303
18	320–350	6,18	74,39	0,8791	1,4950	273	15,341	5,742	2,249	–5	0,528
19	350–380	6,40	80,79	0,8908	1,5020	305	31,538	9,677	3,208	+6	0,640

Таблица 4.108

*Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов*

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изостроения
н. к.–62	7,3	0,6350	1,3700	следы	7	93	54	39
62–100	8,7	0,7180	1,4028	1	42	57	21	36
100–120	4,0	0,7350	1,4140	2	40	58	22	36
120–150	7,8	0,7535	1,4260	8	40	52	28	24
150–200	11,4	0,7920	1,4450	21	40	39	23	16
н. к. –200	39,2	0,7380	1,4160	8	34	58	29	29
200–250	11,4	0,8230	1,4636	29	33	38	–	–
250–300	10,5	0,8490	1,4797	35	22	43	–	–
300–350	10,7	0,8710	1,4863	38	16	46	–	–
н. к. –350	71,8	0,7990	1,4490	20	29	51	–	–

Таблица 4.109

*Структурно-групповой состав 50°-х фракций (по методу n-d-M)*

Температура отбора, °С	$d_4^{20}$	$n_4^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				$C_A$	$C_H$	$C_{кол}$	$C_{П}$	$K_A$	$K_H$	$K_O$
200–250	0,8255	1,4636	182	18	22	40	60	0,39	0,52	0,91
250–300	0,8495	1,4795	217	22	18	40	60	0,59	0,49	1,08
300–350	0,8672	1,4910	240	25	17	42	58	0,75	0,51	1,26

Таблица 4.110

*Физико-химическая характеристика бензиновых фракций*

Показатели	Температура отбора, °С	
	н. к.–120	н. к.–180
Выход, %	20,0	34,5
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	713	722
Содержание серы, %	0,005	0,008
Кислотность, мг КОН/100 мл	отсутствует	0,156
Фракционный состав, °С, 50 %	85	113

Таблица 4.111

*Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С	
	120–230	150–280
Выход, %	25,7	28,5
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	784,9	813,0
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	1,28	1,98
Высота некопящего пламени, мм	26	21
Содержание ароматических углеводородов, %	14	27
Содержание серы, %	0,015	0,053
Температура, °С начало кристаллизации	–65	–40
Температура вспышки, °С	+28	+57
Фракционный состав, °С н. к., 50 %	176	214
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,208	0,312

Таблица 4.112

*Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С			
	140–320	140–350	180–350	До 380
Выход, % мас.	40,2	46,4	37,3	43,7
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	817,7	825,4	841,2	848,1
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	2,29	2,57	3,87	4,92
Фракционный состав, °С				
50 %	224	241	262	277
96 %	298	324	334	367
Температура застывания, °С	–45	–36	–33	–24
Температура помутнения, °С	–28	–21	–17	–9
Температура вспышки, °С	+52	+54	+82	+86
Содержание серы, %	0,084	0,110	0,171	0,228
Цетановое число	58	54	52	50
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,312	0,520	1,144	2,23

Таблица 4.113

*Характеристика остатка выше 350 °С*

Выход на нефть	$d_4^{20}$	Вязкость условная при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		50 °С	80 °С			
24,7	0,9149	12,0	3,42	0,89	+22	4,58
		Кинематическая				
		88,89	23,99			
Остаток выше 380 °С						
18,3	0,9299	263,78	62,49	–	–	–

Таблица 4.114

*Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти*

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (x), % мас.	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (y) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИ НП: $y = 55,6 - 1,14(x - 30)$	
	на остаток	на нефть
23,3	63,2	15,6

Таблица 4.115

*Расчет возможности получения битумов*

Содержание в нефти, % мас. (формула БашНИИ НП)			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
0,34	3,78	1,64	0,02>0

Таблица 4.116

*Индексация нефти*

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	0,38	Класс 1
	Класс 2	0,51–2,00	–	
	Класс 3	Более 2,00	–	
Массовая доля фракций до 350 °С, %	Тип 1	Не менее 55,0	71,8	Тип 1
	Тип 2	0,45–0,54	–	
	Тип 3	Менее 0,45,0	–	
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25/0,45/	–	Группа 2
	Группа 2	15,0–24,9/45,0/	15,6	
	Группа 3	15,0–24,9 /30,0–44,9/	–	
	Группа 4	Менее 15,0 /30,0/	–	



Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95	–	Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90–95	–	
	Подгруппа 3	85–89,9	85	
	Подгруппа 4	Менее 85	–	
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50	–	Вид 2
	Вид 2	1,51–6,00	1,64	
	Вид 3	Более 6,00	–	
Индекс нефти				1.1.2.3.2

#### 4.6. Двойное месторождение

Двойное нефтяное месторождение находится в Парабельском нефтеносном районе. Приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему северо-западный склон Парабельского снеговала.

В 1983–1984 гг. площадь детально исследована и подготовлена работами МОГТ под глубокое бурение. Двойная структура по отражающему горизонту Па имеет неправильную форму, осложнена двумя поднятиями – северо-западным и юго-восточным. Северо-западное поднятие имеет вытянутую форму субмеридианального простирания размерами  $10 \times 2$  км. Юго-восточное поднятие имеет меньшие размеры  $5 \times 2$  км, вытянутую с северо-запада на юго-восток. В целом структура оконтуривается 2560 м, имеет амплитуду 90 м. Глубокое бурение начато в 1985 году. Скважина 1 пробита на восточном склоне северо-западного поднятия до глубины 2927 м, ликвидирована без спуска колонны, т. к. пластов, интересных в нефтегазоносном отношении по данным геофизических исследований, нет. Пласт Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> в разрезе скважины отсутствует. Первой открыли скважину 2, пробуренную в 1985 году. Она расположена в сводовой части юго-восточного поднятия. Ее забой составляет 2705 м. Продуктивный пласт Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> вскрыт в интервале 2526,8...2539,6 м (а. о. – 2462...2474,8 м), представлен песчаниками светло-серыми и мелко- и среднезернистыми. По промыслово-геофизическим данным сопротивление пласта составляет 18 Ом.

Испытание пласта Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> проведено в колонне в интервале 2526...2540 м (а. о. 2461,2...2475,2 м). Получен приток нефти дебитом 6,0 м<sup>3</sup>/сут через 3-мм штуцер.

Физико-химическая характеристика и состав нефти и нефтяных фракций представлены в табл. 4.117–4.133.

Двойное месторождение, скв. 2 Ю<sup>2</sup><sub>1</sub>, 2526...2540, дата поступления  
пробы 03.02.1987, НГРЭ «Каргасокская»

Таблица 4.117

*Физико-химическая характеристика образца*

Показатели	Значение
Горизонт	Ю <sup>2</sup> <sub>1</sub>
Глубина перфорации, м	2526–2540
№ скважины	2
Содержание, массовая доля, %	
газа до С <sub>4</sub> вкл.	3,0
механических примесей	0,03
воды до обезвоживания	0,12
после обезвоживания	отсутствует
хлористых солей, мг/л	347,82
Температура вспышки, в закрытом тигле, °С	0
Фракционный состав, объемная доля, %	
до 100 °С	10,0
до 200 °С	26,0
до 300 °С	50,0

Таблица 4.118

*Разгонка двойной нефти по ГОСТ 2177-82*

Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
74	4,5	8,0	11,5	15,0	21,0	26,0	31,0	35,0	39,0	44,5	50,0

Таблица 4.119

*Физико-химическая характеристика нефти*

Показатели	Значения
Плотность, d <sub>4</sub> <sup>20</sup>	0,8565
Молекулярная масса	214
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	4,531
Температура застывания, °С	–8
Кислотное число, мг КОН/г	0,05
Содержание, %	
асфальтенов	2,71
смола силикагелевых	9,81
парафина	4,94
с температурой плавления, °С	53
серы	0,36
азота	0,28

Таблица 4.120

*Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры*

Показатели качества	Температура, °С					
	0	10	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	43,38	13,69	8,645	7,220	5,608	4,531
Условная вязкость, °ВУ	5,99	2,22	1,73	1,59	1,44	1,34
Плотность, d <sub>4</sub> <sup>t</sup>	–	–	0,8565	0,8505	0,8439	0,8370

Таблица 4.121

*Содержание газов до С<sub>4</sub>, растворенных в нефти*

Выход (на нефть), % мас.	Содержание индивидуальных			
	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	изо-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>
3,0	отсутствует	1,33	2,00	96,67

Таблица 4.122

*Потенциальное содержание фракций в нефти*

Температура отбона, °С	Выход, % мас.		Температура отбора, °С	Выход, % мас.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до С <sub>4</sub>	3,0	3,0	300–310	2,1	51,3
н. к.–62	2,0	5,0	310–320	2,7	54,0
62–70	0,6	5,6	320–330	1,8	55,8
70–85	1,7	7,3	330–340	2,3	58,1
85–100	2,8	10,1	340–350	2,2	60,3
100–120	2,8	12,9			
120–130	1,7	14,6	потери		0,2
130–140	1,6	16,2			
140–150	2,1	18,3	остаток		39,5
150–160	1,6	19,9			
160–170	1,7	21,6			
170–180	1,8	23,4			
180–190	1,6	25,0			
190–200	1,6	26,6			
200–210	2,3	28,9			
210–220	2,3	31,2			
220–230	2,4	33,6			
230–240	2,7	36,3			
240–250	2,1	38,4			
250–260	1,9	40,3			
260–270	2,1	42,4			
270–280	2,2	44,6			
280–290	1,6	46,2			
290–300	3,0	49,2			

Таблица 4.123

## Фракционный состав Двойной нефти (ГОСТ 11011–85) и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, $d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с			Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %
		отдельных фракций	суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до С <sub>4</sub>	3,00	3,00	–	–	–	–	–	–	–	–
1	н. к.–62	2,04	5,04	0,6468	–	69	0,39	–	–	–	–
2	62–80	1,61	6,65	0,7036	1,3997	88	0,53	–	–	–	–
3	80–100	3,49	10,14	0,7242	1,4062	–	–	–	–	–	–
4	100–120	2,75	12,89	0,7414	1,4153	107	0,72	–	–	–	–
5	120–140	3,32	16,21	0,7554	1,4240	119	0,85	0,66	–	–	–
6	140–150	2,08	18,29	0,7655	1,4289	126	0,94	0,72	0,47	–	–
7	150–170	3,29	21,58	0,7754	1,4345	133	1,08	0,78	0,53	–	–
8	170–180	1,84	23,42	0,7826	1,4392	141	1,21	0,86	0,56	–63	–
9	180–200	3,13	26,55	0,7922	1,4442	150	1,45	0,98	0,62	–	–
10	200–220	4,69	31,24	0,8125	1,4548	162	1,75	1,15	0,69	–54	0,01
11	220–230	2,39	33,63	0,8212	1,4613	176	2,27	1,41	0,81	–48	0,01
12	230–240	2,63	36,26	0,8264	1,4632	183	2,60	1,56	0,86	–37	0,05
13	240–260	4,08	40,34	0,8353	1,4698	195	3,17	1,81	1,01	–29	0,05
14	260–280	4,25	44,59	0,8426	1,4730	210	4,22	2,26	1,15	–25	0,09
15	280–300	4,60	49,19	0,8490	1,4758	228	5,93	2,92	1,41	–18	0,13
16	300–320	4,86	54,05	0,8548	1,4785	245	8,67	3,86	1,60	–13	0,22
17	320–340	3,66	57,71	0,8716	1,4870	258	12,38	4,30	1,89	–	0,28
18	340–350	2,59	60,30	0,8791	1,4919	273	16,31	6,01	2,16	0	0,35
	остаток	39,48	99,78	–	–	–	–	–	–	–	–
	потери	0,22	100	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 4.124

Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов по данным ГЖХ

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	$d_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, % мас.				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изостроения
н. к.–62	2,0	0,6470	1,3900	1	13	86	50	36
62–100	5,1	0,7185	1,4040	7	34	59	27	32
100–120	2,8	0,7400	1,4145	8	34	58	21	37
120–150	5,4	0,7590	1,4260	13	35	52	30	22
150–200	8,3	0,7830	1,4390	18	37	45	31	14
н. к.–200	23,6	0,7560	1,4250	12	33	55	30	25
200–250	11,8	0,8210	1,4610	26	37	37	–	–
250–300	10,8	0,8450	1,4740	32	24	44	–	–
300–350	11,1	0,8670	1,4850	35	15	50	–	–
н. к. –350	57,3	0,8195	1,4600	23	28	49	–	–

Таблица 4.125

Структурно-групповой состав 50°-х фракций (по методу n-d-M)

Температура отбора, °С	$d_4^{20}$	$n_4^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				$C_A$	$C_H$	$C_{кол}$	$C_{П}$	$K_A$	$K_H$	$K_O$
200–250	0,8210	1,4610	176	17	22	39	61	0,37	0,50	0,87
250–300	0,8450	1,4740	215	20	22	42	58	0,52	0,62	1,14
300–350	0,8670	1,4850	254	18	31	49	51	0,57	0,94	1,51

Таблица 4.126

Индивидуальный углеродный состав фракции н. к.–62 °С

Углеводороды	Содержание, % мас.	
	на фракцию	на нефть
н-Бутан	4,58	0,09
н-Пентан	32,06	0,64
н-Гексан	13,70	0,27
н-Гептан	0,12	следы
Всего парафиновых углеводородов н-строения	50,46	1,00
Изобутан	0,37	0,01
2-метилбутан		

Окончание табл. 4.126

Углеводороды	Содержание, % мас.	
	на фракцию	на нефть
2,2-диметилбутан		
2,3-диметилбутан 2-метилбутан	0,92 + 13,46	0,02 + 0,27
3-метилпентан	6,24	0,12
2,4-диметилпентан		
2-метилгексан	0,35	0,01
2,3-диметилпентан	0,15	следы
3-метилгексан	0,30	0,01
3-этилпентан		
2,4-диметилгексан		
3,3-диметилгексан		
2,3-диметилгексан 2,3-метилэтилпентан		
2,3,3-триметилпентан 2-метилгептан		
Всего парафиновых углеводородов изостроения	35,59	0,72
Циклопентан	5,44	0,11
Метилциклопентан	6,30	0,13
Циклоексан	1,36	0,03
1,1-диметилциклопентан		
1,3-диметилциклопентан, цис	0,09	следы
1,3-диметилциклопентан, транс	0,08	следы
1,2-диметилциклопентан, транс	0,12	следы
Метилциклогексан		
1,2,4-триметилциклопентан, цис, транс		
Всего нафтеновых углеводородов	13,39	0,27
Бензол	0,56	0,01
Ароматических углеводородов	0,56	0,01
Не идентифицировано		
Всего углеводородов	100	2,0

Таблица 4.127

*Физико-химическая характеристика бензиновых фракций*

Показатели	Температура отбора, °С	
	н. к. -120	н. к. -180
Выход, %	9,9	20,4
Плотность $d_4^{20}$	0,7215	0,7490
Содержание серы, %	отсутствует	отсутствует
Кислотность, мг КОН/100мл	0,22	0,54
Фракционный состав, °С, 10 %	49	62
50 %	95	121
90 %	119	168

Таблица 4.128

*Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С	
	120–230	150–280
Выход, %	20,7	26,3
Плотность, $d_4^{20}$	0,7860	0,8180
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	1,41	2,06
Высота некопящего пламени, мм	26	20
Содержание ароматических углеводородов, %	18	25
Серы	отсутствует	0,02
Температура, °С начала кристаллизации	–60	–45
Вспышки	+36	+61
Анилиновая точка, °С	58,6	61,8
Фракционный состав, °С, 50 %	178	221
Кислотность, мг КОН/100 мл	1,43	0,81

Таблица 4.129

*Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов*

Показатели	Температура отбора, °С		
	140–320	140–350	180–350
Выход % мас.	37,8	44,1	36,9
Плотность, $d_4^{20}$	0,8260	0,8340	0,8420
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при 20 °С	2,54	3,43	5,58
Фракционный состав, °С			
50 %	236	249	267
96 %	317	342	344
Температура застывания, °С	–35	–28	–14
Температура вспышки, °С	+56	+56	+82
Содержание серы	0,04	0,05	0,08
Цетановое число		51	55

Таблица 4.130

*Характеристика остатка выше 350 °С*

Выход на нефть	$d_4^{20}$	Вязкость условная при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		80 °С	100 °С			
39,5	0,9473	7,38	3,77	0,79	+23	6,53

Таблица 4.131

*Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти*

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (x), % мас.	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (y) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИ НП: $y = 55,6 - 1,14(x - 30)$	
	на остаток	на нефть
44,2	39,41	15,56

Таблица 4.132

*Расчет возможности получения битумов*

Содержание в нефти, % мас. (формула БашНИИ НП)			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
2,71	9,81	4,94	0,17

Таблица 4.133

*Индексация нефти*

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	0,46	Класс 1
	Класс 2	0,51–2,00		
	Класс 3	Более 2,00		
Массовая доля фракций до 350 °С, %	Тип 1	Не менее 55,0	60,3	Тип 1
	Тип 2	0,45–0,54		
	Тип 3	Менее 0,45,0		
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25/0,45/		Группа 3
	Группа 2	15,0–24,9/45,0/		
	Группа 3	15,0–24,9/30,0–44,9/	15,56/39,41/	
	Группа 4	Менее 15,0/30,0/		
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95		Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90–95		
	Подгруппа 3	85–89,9	85	
	Подгруппа 4	Менее 85		
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50		Вид 2
	Вид 2	1,51–6,00	4,94	
	Вид 3	Более 6,00		
Индекс нефти				1.1.3.3.2



Нефть Двойного месторождения Томской области отобрана из скважины 1, интервал перфорации 2526...2540 м, пласт Ю<sub>1</sub>. Цель работы – изучение состава и свойств новой нефти, определение ее товарных свойств.

Установлено, что данная нефть – смолистая (смола – 9,81 %, асфальтенов – 2,71 %), парафинистая (парафина – 4,94 %), плотность 0,8565 г/см<sup>3</sup> при 20 °С, вязкость при 50 °С – 4,531 мм<sup>2</sup>/с, температура застывания – 8 °С с термообработкой, отгон до 200 °С – 26,6 %, до 350 °С – 60,3 %.

По групповому углеводородному составу светлых дистиллятов нефть относится к нафтено-парафиновому типу.

Бензин может служить лишь компонентом автомобильных топлив, легкие керосиновые дистилляты пригодны в качестве топлив для ВРД. Дизельные дистилляты удовлетворяют требованиям на зимнее и летнее дизельное топливо. Из двойной нефти может быть получено 15,56 % базовых масел с ИВ-85. Индекс нефти: 1.1.3.3.2.

### **Физико-химическая характеристика нефти**

Двойная нефть характеризуется относительно невысокой плотностью (0,8565 г/см<sup>3</sup>), является малосернистой (содержание серы – 0,36 %), смолистой (смола силикагелевых и асфальтенов – 12,52 %), парафинистой (содержание парафина – 4,94 %). Выход светлых фракций составляет до 200 °С – 26,0 %, до 300 °С – 50,0 %.

Потенциальное содержание фракций в нефти, определенное по кривой ИПС составляет: бензиновая фракция н. к. – 23,6 % (200 °С), керосино-газойлевая – 33,7 % (200...350 °С), н. к. – 57,3 % (350 °С).

*Групповой углеводородный состав* фракций от 62 до 350 °С был определен методом анилиновых точек. Из полученных результатов следует, что во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. С ростом температуры отбора увеличивается содержание ароматических углеводородов от 1 до 35 %.

В последних двух фракциях содержание нафтеновых углеводородов уменьшается с 37 % во фракции 200...250 °С до 9 % в 300...350 °С.

Расчет структурно-группового состава керосино-газойлевых фракций по методу n-d-M показал, что они характеризуются значительной цикличностью – среднее число колец в молекуле находится в пределах от 0,87 до 1,51, возрастая с повышением температурных пределов отбора фракций, а в составе циклов наблюдается преобладание нафтеновых над ароматическими. Большая часть углерода приходится на парафиновые структуры (С<sub>n</sub> находится в пределах 51...61 %). По групповому составу фракций, выкипающих до 350 °С, двойная нефть относится к нафтено-парафиновому типу.

**Индивидуальный состав.** Определение индивидуального углеводородного состава бензиновой фракции н. к.–62 °С проводилось методом ГЖХ на капиллярной колонке. Из результатов анализа видно, что узкий бензиновый дистиллят н. к.–62 °С (выход 2 %) содержит 86,05 % парафиновых углеводородов, в том числе 50,46 % н-алканов, из которых большая часть приходится на н-пентан 32,06 %. Количество нафтеновых углеводородов составляет 13,39 %, следовательно, данная фракция может быть использована в качестве сырья для каталитической изомеризации.

**Бензин.** Бензиновые фракции н. к.–120 °С и н. к.–180 °С (выход 9,9 и 20,4 %) характеризуются полным отсутствием серы, малой кислотностью.

**Легкие керосиновые дистилляты.** Фракция 120...230 °С (выход 20,7 %) по всем показателям, за исключением повышенной кислотности (1,43 против 0,7 мг КОН на 100 мл топлива), удовлетворяет требованиям ГОСТ 10227–86 на топливо марок Т-2 и ТС-1. Керосиновый дистиллят 150–220 °С (выход 26,3 %) может быть использован как осветительный керосин марки КО-20 в соответствии с ОСТ 38.01407–86.

**Дизельные дистилляты.** Все исследованные дистилляты характеризуются малым содержанием серы (0,04...0,08 %), невысокой кислотностью (1,70...4,57 мг КОН на 100 мл топлива).

Фракция 140...320 °С (выход 37,8 %) отвечает всем требованиям ГОСТ 305–82 на зимнее дизельное топливо для умеренной климатической зоны марки З –35 °С ГОСТ 305–82.

Дистиллят 180...350 °С (выход 36,9 %) по всем показателям соответствует летнему дизельному топливу марки Л-62 ГОСТ 305–82.

Дизельная фракция 140...350 °С (выход 44,1 %) может использоваться как зимнее дизельное топливо после частичной депарафинизации, так как имеет высокую температуру застывания (–28 против –35 °С). Этот дистиллят удовлетворяет требованиям только на летнее дизельное топливо для дизелей общего назначения марки Л-40, а для тепловозных и судовых дизелей и газовых турбин не соответствует только по температуре вспышки (56 против 62 °С).

**Потенциальное содержание базовых масел.** Определение потенциального содержания базовых масел проводилось расчетным методом по формуле ВНИИНП. На основании данных по содержанию асфальтенов, смол, парафинов в остатке выше 350 °С получено, что в двойной нефти потенциальное содержание среднеиндексных базовых масел (с ИВ-85) составляет 15,50 % (39,4 % на остаток).

**Битумы.** Возможность получения битумов из двойной нефти определялось по формуле БашНИИНП на основании данных по содержанию

А, С и П в нефти. Полученное значение составило 0,17, т. е. почти равно нулю. Следовательно, двойную нефть не следует использовать как сырье для получения битумов.

**Заключение.** Нефть Двойного месторождения (скважина 1, пласт Ю<sub>1</sub>, 2526...2540 м) довольно легкая (плотность – 0,8565 г/см<sup>3</sup>, содержание фракций до 300 °С – 50,0 % объемных), малосернистая (содержание серы – 0,36 %), смолистая (С – 9,81 %, А – 2,71 %), парафиновая (П – 4,94 %).

Бензин н. к.–120 °С (9,9 %) и н. к.–130 °С (20,4 %) имеет небольшую кислотность и не содержит серы.

Легкий керосиновый дистиллят 120...230 °С (20,7 %) по всем показателям кроме кислотности отвечает требованиям ГОСТ 10277–86 на топливо марок ТС-1 и Т-2 для ВРД. Керосиновый дистиллят 150...280 °С (26,3 %) удовлетворяет требованиям ОСТ 38.01407–86 на осветительный керосин марки КО–20.

Дизельная фракция 140...320 °С (37,8 %) соответствует зимнему дизельному топливу для умеренной зоны марки З –35 °С ГОСТ 305–82.

Дистиллят 140...350 °С (44,1 %) может быть использован как зимнее дизельное топливо после частичной депарафинизации.

Дистиллят 180...350 °С (36,9 %) удовлетворяет требованиям на летнее дизельное топливо марки Л-62 ГОСТ 305-82.

Расчетным методом определено, что потенциально содержание базовых масел с ИВ-85 в двойной нефти составляет 15,56 % (39,41 % на остаток).

Двойная нефть практически не пригодна для получения вязких дорожных битумов. Индекс двойной нефти 1.1.3.3.2.

## Заключение

Нефть и газ относятся к категории важнейших полезных ископаемых и в современном мире являются основными источниками энергии. В процессе переработки из них получают ценные продукты, используемые как топлива, масла, а также сырье для производства пластических масс, синтетических каучуков и смол, волокон и моющих средств, лекарственных препаратов и индивидуальных соединений.

Общая характеристика нефти, получаемая на основании установленного комплекса аналитических определений, осуществляется в лабораториях промышленного типа. Данные позволяют в первом приближении судить о типе нефти, выявлении закономерностей в изменении состава и свойств.

Учебно-методическое пособие рассматривает основные физико-химические анализы нефти, нефтяных фракций и нефтепродуктов. Каждая из приведенных лабораторных работ включает подробное описание методики проведения анализа, что дает возможность использовать данное учебное пособие студенту в качестве методического материала.

Пособие сопровождается примерами анализа физико-химических характеристик и химического состава нефти Томской области. Это дает студенту наглядное представление о важности физико-химических анализов, знание которых имеет определяющее значение для выбора технологических схем подготовки и переработки углеводородного сырья.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические указания по дисциплине «Химия нефти и газа» / Р.З. Сафиева и др. – Москва : Изд. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 40 с.
2. Сваровская Н.А. Химия нефти и газа / Н.А. Сваровская. Томск : ТПУ, 2006. – 111 с.
3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа : учебное пособие для вузов / С.А. Ахметов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Санкт-Петербург : Недра, 2013. – 541 с.
4. Ахметов С.А. Технология переработки нефти, газа и ТГИ / С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.А. Кауфман. – Санкт-Петербург : Недра, 2009. – 832 с.
5. Эрих В.Н., Расина М.Г. Химия и технология нефти и газа. – Ленинград : Химия, 2010. – 368 с.
6. Капустин В.М. Химия и технология переработки нефти: учебник / В.М. Капустин, М.Г. Рудин. – Москва : Химия, 2013. – 496 с.
7. Туманян Б.П. Практические работы по технологии нефти : малый лабораторный практикум / Б.П. Туманян. – Москва : Техника, 2006. – 159 с.
8. Кирсанов Ю.Г. Анализ нефти и нефтепродуктов : учебно-методическое пособие / Ю.Г. Кирсанов, М.Г. Шишов, А.П. Коняева. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 88 с.
9. Ранд С.Дж. Анализ нефтепродуктов. Методы, их назначение и определение / под ред. Е.А. Новикова, Л.Г. Нехамкиной ; пер. с англ. – 8-е изд. – Санкт-Петербург : Профессия, 2012. – 664 с.
10. Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Том 1 / отв. ред. О.Ф. Данилов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 328 с

## ПРИЛОЖЕНИЕ

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа \_\_\_\_\_  
Направление подготовки \_\_\_\_\_  
Отделение школы (НОЦ) \_\_\_\_\_

### ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №

---

(название лабораторной работы)

по дисциплине Химия нефти и газа  
(название дисциплины)

Вариант \_\_\_\_\_

Выполнил  
студент гр. \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Иванов В.П.

Проверил  
преподаватель

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Петров П.В.

Томск – 201\_ г.

Учебное издание

КРИВЦОВА Надежда Игоревна  
МЕЙРАН Наталья Леонидовна  
ЮРЬЕВ Егор Михайлович

## **ХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

### **Лабораторный практикум**

Учебно-методическое пособие

Научный редактор  
*доктор геолого-минералогических наук,  
профессор И.В. Гончаров*

Корректурa *Е.Л. Тен*  
Компьютерная верстка *Д.В. Сотникова*  
Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

Подписано к печати 08.11.2018. Формат 60×84/16. Бумага «Снегурочка».  
Печать CANON. Усл. печ. л. 7,39. Уч.-изд. л. 6,68.  
Заказ 243-18. Тираж 100 экз.



**Издательство**

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ