

## ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ БУЗАЧИНСКОЙ НЕФТИ



**Г.А. ГАБСАТТАРОВА,**  
кандидат химических наук,  
руководитель лаборатории



**Л.Е. БОРАНБАЕВА\*,**  
научный сотрудник



**Ж.К. НАУРУЗБЕКОВ,**  
научный сотрудник



**Е.В. БЛАГИХ,**  
техник-лаборант

ФИЛИАЛ «ЦЕНТР ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК» АО «КАЗТРАНСОЙЛ»,  
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Жибек Жолы, 154

\* Автор для переписки. E-mail: [L.Boranbaeva@rdc.kaztransoil.kz](mailto:L.Boranbaeva@rdc.kaztransoil.kz)

В данной статье приводятся результаты исследований влияния термообработки на реологические характеристики Бузачинской нефти, транспортируемой по магистральному нефтепроводу Узень-Атырау-Самара. Изучено влияние компонентного состава нефти на ее восприимчивость к термообработке, а также определены оптимальные условия температурной обработки для улучшения реологических характеристик нефти. Приведены графики зависимости значений температуры потери текучести, напряжения сдвига и эффективной вязкости от температуры обработки нефти. На основании полученных данных сделано заключение о влиянии термообработки на реологические параметры нефти.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Бузачинские нефти, транспортировка, высокопарафинистая нефть, термообработка, напряжение сдвига, эффективная вязкость, реологические характеристики.

### БОЗАШЫ МҰНАЙЫНЫҢ РЕОЛОГИЯЛЫҚ ӨЛШЕМДЕРІНЕ ТЕРМОӨНДЕУДІҢ ӘСЕРІ

**Г.А. ГАБСАТТАРОВА**, зертхана жетекшісі, х.ғ.к.

**Л.Е. БОРАНБАЕВА**, ғылыми қызметкер

**Ж.Қ. НАУРУЗБЕКОВ**, ғылыми қызметкер

**Е.В. БЛАГИХ**, техник-лаборант

«КАЗТРАНСОЙЛ» АҚ ЗЕРТТЕУЛЕР ЖӘНЕ ӨЗІРЛЕМЕЛЕР ОРТАЛЫҒЫ» ФИЛИАЛЫ,  
Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қаласы, Жібек Жолы көшесі, 154

Бұл мақалада Өзен-Атырау-Самара мұнай құбыры бойынша тасымалданатын Бозашы мұнай қоспасының реологиялық сипаттамаларына термоөңдеу әсерін зерттеу нәтижелері келтірілген. Мұнайдың компоненттік құрамының термоөңдеуге әсері зерттелген, сондай-ақ мұнайдың реологиялық сипаттамаларын жақсарту үшін оңтайлы температуралық өңдеу жағдайлары айқындалған. Аққыштығын жоғалту температурасы, ығысу кернеуі мәндерінің және мұнайды өңдеу температурасынан тұтқырлықтың нәтижелілігінің тәуелділік кестелері келтірілген. Алынған нәтижелер негізінде термоөңдеудің мұнайдың реологиялық өлшемдеріне әсер етуі туралы қорытынды жасалынды.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** Бозашы мұнайлары, тасымалдау, жоғары парафинді мұнай, термоөңдеу, ығысу кернеуі, тиімді тұтқырлық, реологиялық сипаттамалар.

### EFFECT OF HEAT TREATMENT ON THE RHEOLOGICAL PARAMETERS OF BUZACHI OIL

**G.A. GABSATTAROVA**, head of Laboratory, candidate of Chemical Sciences

**L.E. BORANBAYEVA**, researcher

**ZH.K. NAURUZBEKOV**, researcher

**Y.V. BLAGIKH**, laboratory technician, master of technology degree

BRANCH «RESEARCH AND DEVELOPMENT CENTER OF “KAZTRANSOIL” JSC,  
Republic of Kazakhstan, 050000, Almaty city, Zhibek zholy str., 154

The article is dedicated to experimental study of the effects of heat treatment on the rheological characteristics of oil mixtures transported via the Uzen-Atyrau-Samara main pipeline. The research studied the influence of the component composition of oil to its receptivity of the heat treatment temperature and the optimal treatment parameters within the studied scope were identified. The article presents dependence charts of the oil rheological properties (shear stress, effective viscosity, pour point, plastic viscosity) on the heat treatment parameters and the flow curves of untreated and

*treated oil. From the data obtained in laboratory experiments, conclusions on the dependence of rheological properties of the heat treatment parameters are made.*

**KEYWORDS:** Buzachi oils, transport, high-paraffin oil, heat treatment, shear stress, effective viscosity, rheological characteristics.

**Н**ефти Бузачинского полуострова (преимущественно высокосмолистая ка-  
ламкасская и битуминозная каражанбасская) перекачиваются партией по  
магистральному нефтепроводу «Узень–Атырау–Самара» [1, 2]. На опре-  
деленных участках нефтепроводного маршрута имеются подкачки различных по  
составу и по физико-химическим свойствам нефтей, многие из которых характери-  
зуются высокими температурами потери текучести и аномальными реологическими  
свойствами [3, 4]. Следует отметить, что подкачки нефтей осуществляются нерегу-  
лярно. Изменение состава смеси неизбежно приводит к изменению качественных  
параметров транспортируемой Бузачинской партии нефти и оказывает влияние на  
реологические свойства [5].

Одним из путей улучшения реологических свойств нефтей при транспорти-  
ровке является термообработка, т. е. нагрев нефти до определенной температуры,  
лежащей выше температуры плавления содержащихся в нефти твердых парафинов  
и ее охлаждение с заданной скоростью. В результате в нефти образуются менее  
прочные кристаллические структуры твердых парафинов и происходит снижение  
реологических характеристик термически обработанной нефти. Принято считать,  
что увеличение термообработки всегда приводит к снижению температуры потери  
текучести нефти. Авторами [6, 7] были показаны интервалы температур термо-  
обработки, при которых характеристики застывания начинали резко ухудшаться.  
Это, по-видимому, объясняется различием компонентного состава нефти [8, 9].  
Кристаллы парафина при понижении температуры образуют пространственную  
кристаллическую решетку, которая иммобилизует жидкую фазу нефтяной дис-  
персной системы и происходит застывание нефти. При этом кристаллы парафинов  
производят преобразование своих структур так, что соединяясь между собой, ор-  
ганизуют сплошную решетку, подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные  
свойства парафина усиливаются во много раз, и его способность «прилипнуть» к  
твердым поверхностям значительно интенсифицируется. Однако при достаточно  
большом содержании асфальтенов (4-5% и выше) в нефти сказывается их депрес-  
сорное действие [10]. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами.  
Парафиновые молекулы сокристаллизуются с асфальтенами. В результате такого  
процесса парафин перераспределяется между множеством мелких центров. То есть  
образование сплошной решетки не происходит. В этом случае асфальтены и смолы  
препятствуют структурообразованию при понижении температуры и уменьшают  
вязкость и температуру потери текучести нефти. Смолы, в силу своего строения,  
напротив, способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов  
парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности и своим присутствием  
препятствуют воздействию асфальтенов на парафин, нейтрализуя их. Следова-  
тельно, процесс парафинообразования зависит от соотношения асфальтенов и смол в  
составе нефти. С увеличением содержания асфальтенов и уменьшением количества

смола ассоциаты асфальтенов в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов (смола), что и приводит к уменьшению процесса кристаллизации парафинов и отложение парафина не происходит.

Как известно [11-14], наличие асфальто-смолистых веществ в нефтяных жидкостях обуславливает температурные особенности различных физико-химических процессов, наиболее примечательным явилось обнаружение «отрицательной» аномалии вязкости – после термообработки при 28-40°C резко возрастала вязкость, повторно измеряемая при температурах 5-26°C, а также значительно ухудшались реологические параметры исследованных нефтяных жидкостей. Данная аномалия вязкости при температурной обработке может проявляться в процессе хранения и транспорта в условиях суточных перепадов температур. Также может проявляться при применении некоторых методик лабораторного анализа нефтей, когда исследуемые пробы прогреваются перед проведением исследований [15], причем температура подобной термообработки зачастую не нормируется. Ранее проведенные исследования показали, что можно ожидать резкого изменения результатов лабораторного анализа при нарушении температуры обработки нефти всего на несколько градусов (особенно, если подобный прогрев осуществляется не выше чем до 45-50°C).

В данной работе представлены результаты исследований влияния тепловой обработки на реологические характеристики Бузачинской партии нефти с различным компонентным составом, отобранной на входе НПС им. Т. Касимова.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

**Объекты исследования.** Бузачинская партия нефти (Бузачинская-1): товарная нефть, отобранная на входе НПС им. Т. Касимова – ( $T_{пт} = +12^{\circ}\text{C}$ ), Бузачинская партия нефти (Бузачинская-2): товарная нефть, отобранная на входе НПС им. Т. Касимова – ( $T_{пт} = +6^{\circ}\text{C}$ ), Бузачинская партия нефти (Бузачинская-3): товарная нефть, отобранная на входе НПС им. Т. Касимова – ( $T_{пт} = -9^{\circ}\text{C}$ ).

Температурную обработку нефти проводили следующим образом: нефтесмесь нагревалась в термостате Julabo модель MD27 до температуры 45, 50, 55, 60 и 70°C и термостатировалась в течение 30 минут при тщательном перемешивании. Затем пробу нефти охлаждали до комнатной температуры при медленном перемешивании. После завершения стадии термообработки пробы проводили исследования.

**Методы исследования.** Температуру потери текучести ( $T_{пт}$ ) определяли на установке «S.D.M.– 530» (Германия), снабженной тремя камерами для поддержания температур 0, -17 и -34°C. Выделение парафинов, асфальтенов и смол из нефти проводили по методикам ГОСТ 11851-85. Эффективную вязкость и напряжение сдвига определяли с применением ротационного реометра фирмы «Brookfield» модель «EuroPhisics Rheo 2000» (Великобритания) с использованием термостатируемой цилиндрической измерительной системы МК-СС45 (MS-CC45) типа «цилиндр-цилиндр» и измерительного цилиндрического элемента МВ-СС 45 (МВ-СС 48). Контроль параметров (температура, скорость сдвига, частота измерений) осуществлялся специализированной компьютерной программой RHEO 2000 (версия 2.6). Измерения кажущейся (или эффективной) вязкости и напряжения сдвига проводили в режиме

линейного изменения скорости сдвига (от 0 до 100 с<sup>-1</sup>) при постоянной температуре. Динамическое предельное напряжение сдвига и коэффициент текучести рассчитывались также специализированной компьютерной программой RHEO 2000 по уравнению Бингама-Шведова:

$$\tau = \tau_0 + D \times \eta$$

где  $\tau_0$  – предельное напряжение сдвига по Бингаму,  $\eta$  – пластическая вязкость по Бингаму (коэффициент текучести).

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

В таблице 1 представлены данные о физико-химических характеристиках Бузачинской нефти.

**Таблица 1 – Плотность ( $\rho$ ) при 20°C и компонентный состав Бузачинской нефтесмеси, транспортируемой по нефтепроводу Узень-Атырау-Самара**

| № | Наименование нефти | $\rho$ , кг/м <sup>3</sup> | Асфальтены, % | Парафины, % | Смолы, % |
|---|--------------------|----------------------------|---------------|-------------|----------|
| 1 | Бузачинская-1      | 876,6                      | 1,2           | 12,4        | 9,9      |
| 2 | Бузачинская-2      | 884,0                      | 1,8           | 8,2         | 11,7     |
| 3 | Бузачинская-3      | 888,8                      | 2,5           | 7,5         | 11,4     |

Реологические параметры Бузачинской нефти представлены в *таблицах 2-4* и на *рисунках 1-6*.

**Таблица 2 – Температура потери текучести нефтесмеси Бузачинская-1 (Тпт= +12°C)**

| Наименование нефти   | Температура испытания, °C | Температура потери текучести, °C |
|----------------------|---------------------------|----------------------------------|
| <b>Бузачинская-1</b> | 45                        | +15                              |
|                      | 50                        | +12                              |
|                      | 55                        | +12                              |
|                      | 60                        | +9                               |
|                      | 70                        | +6                               |

**Таблица 3 – Температура потери текучести нефтесмеси Бузачинская-2 (Тпт= +6°C)**

| Наименование нефти   | Температура испытания, °C | Температура потери текучести, °C |
|----------------------|---------------------------|----------------------------------|
| <b>Бузачинская-2</b> | 45                        | +9                               |
|                      | 50                        | +9                               |
|                      | 55                        | +6                               |
|                      | 60                        | +6                               |
|                      | 70                        | +3                               |

**Таблица 4 – Температура потери текучести нефтесмеси Бузачинская-3 (Тпт= -6°C)**

| Наименование нефти | Температура испытания, °C | Температура потери текучести, °C |
|--------------------|---------------------------|----------------------------------|
| <b>Бузачи-3</b>    | 45                        | +9                               |
|                    | 50                        | +3                               |
|                    | 55                        | +3                               |
|                    | 60                        | -6                               |
|                    | 70                        | -9                               |

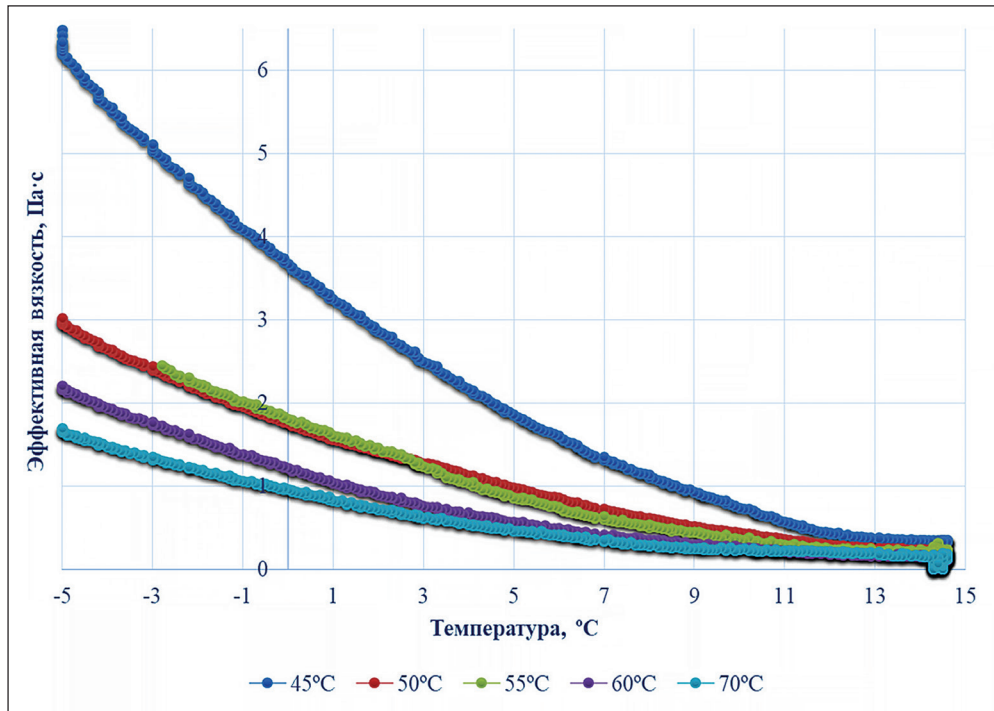


Рисунок 1 – Зависимость эффективной вязкости Бузачинской нефти (Бузачинская-1) от температуры обработки

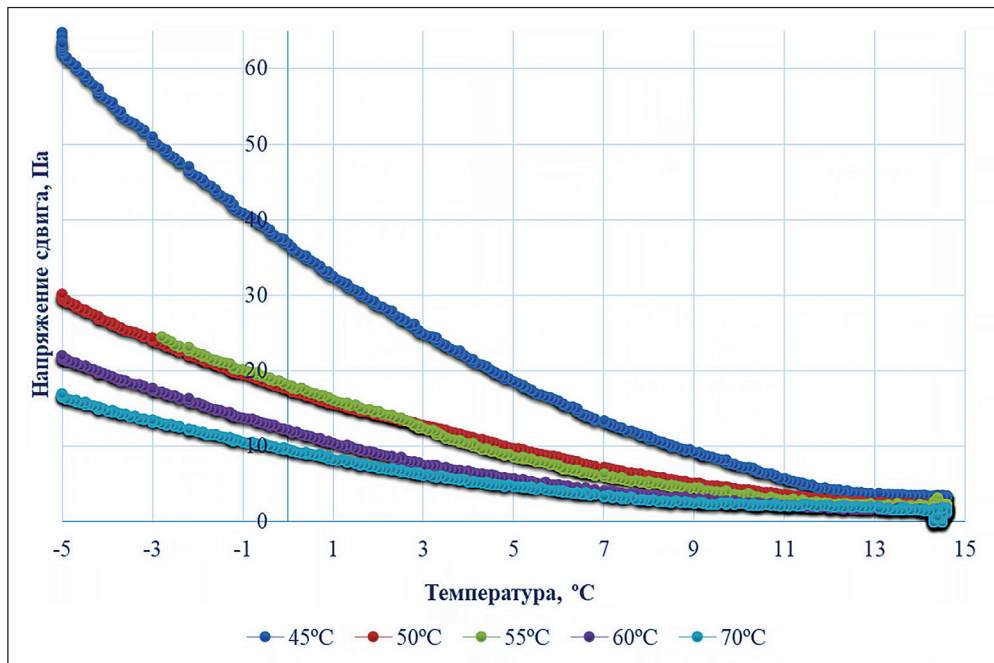


Рисунок 2 – Зависимость напряжения сдвига Бузачинской нефти (Бузачинская-1) от температуры обработки



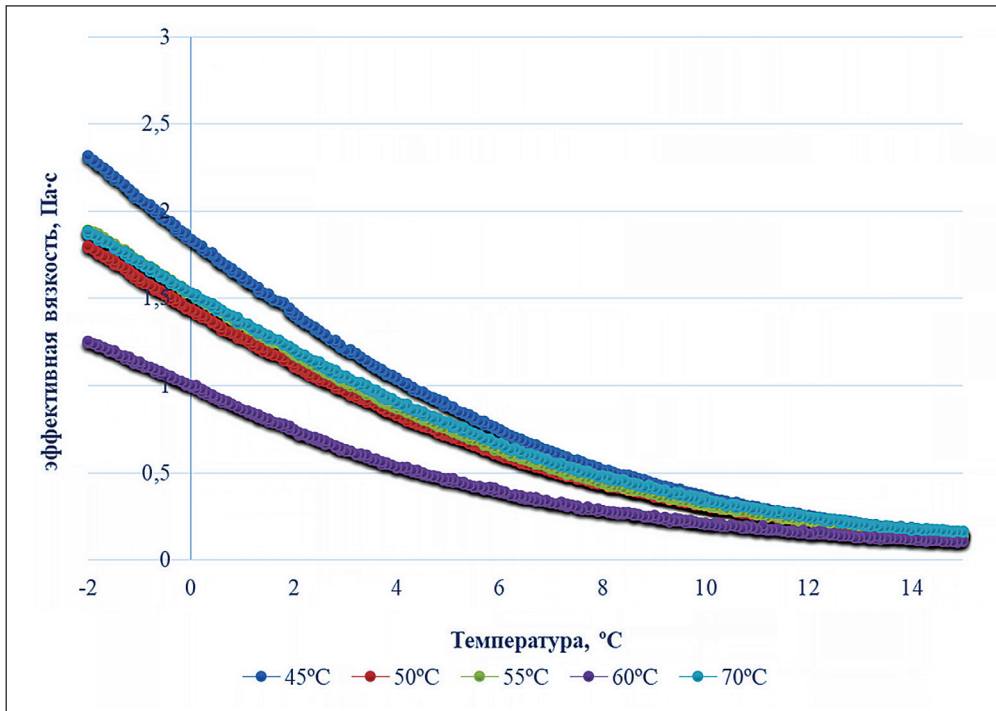


Рисунок 3 – Зависимость эффективной вязкости Бузачинской нефти (Бузачинская-2) от температуры обработки

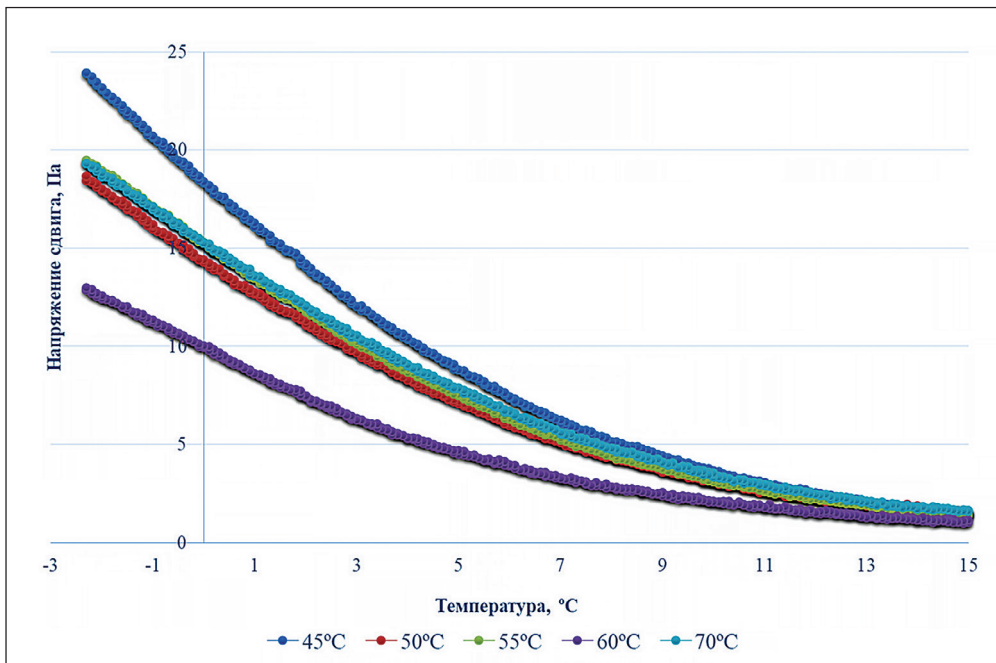


Рисунок 4 – Зависимость напряжения сдвига Бузачинской нефти (Бузачинская-2) от температуры обработки

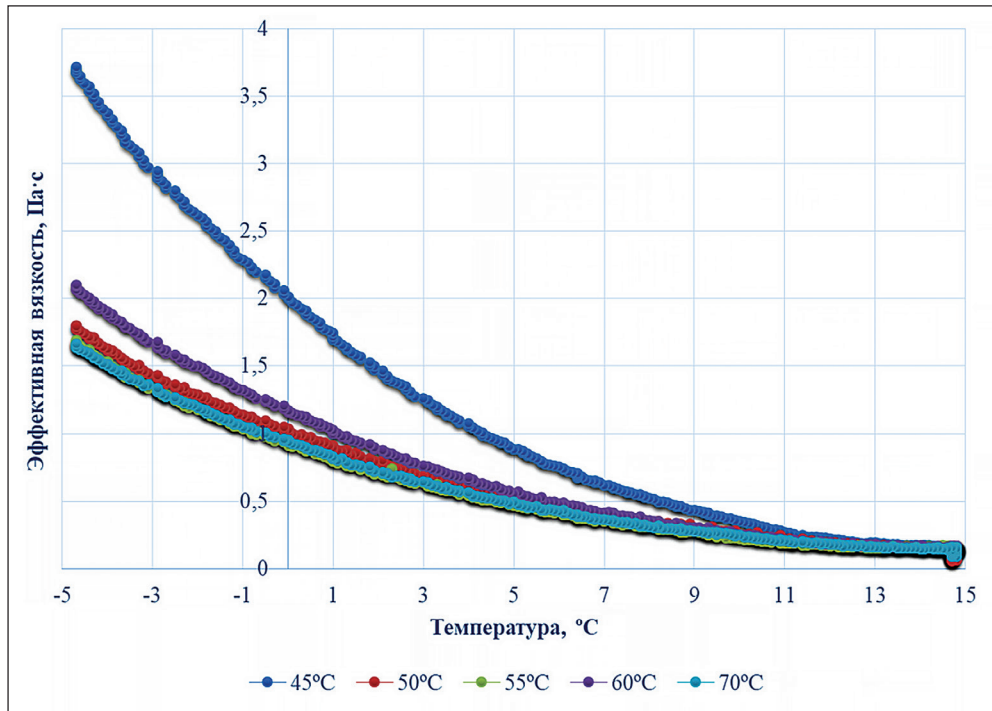


Рисунок 5 – Зависимость эффективной вязкости Бузачинской нефти (Бузачинская-3) от температуры обработки

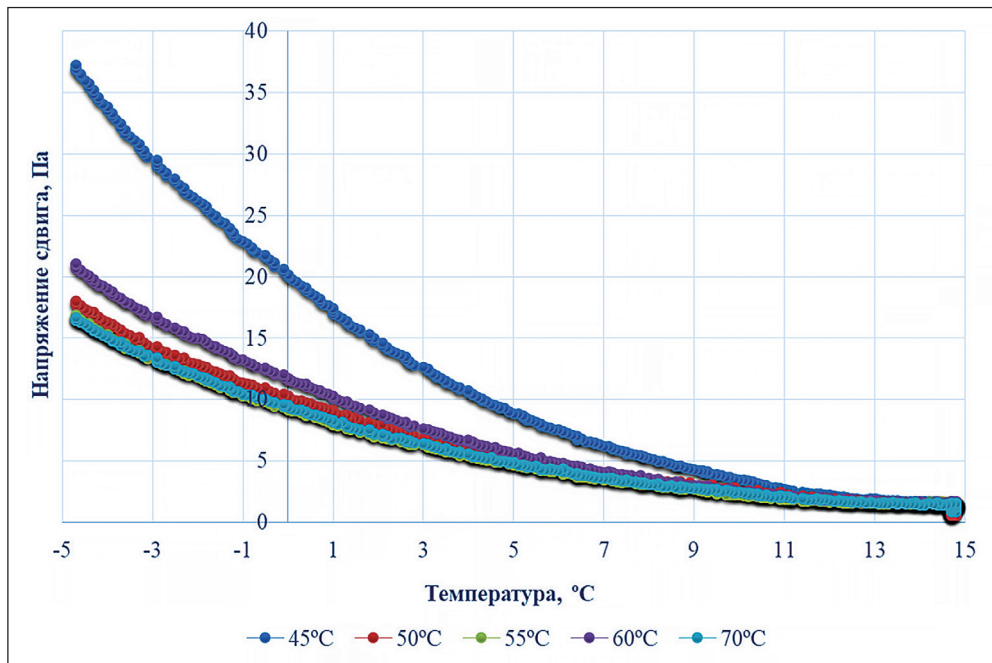


Рисунок 6 – Зависимость напряжения сдвига Бузачинской нефти (Бузачинская-3) от температуры обработки



Из представленных данных видно, что Бузачинские партии нефти отличаются между собой как компонентным составом, так и реологическими характеристиками. Следует отметить, что реологические свойства Бузачинских нефтесмесей, в зависимости от температуры обработки, отличаются между собой значительно. Так, самые низкие реологические параметры наблюдаются для нефти Бузачинская-3 с температурой потери текучести 6°C. Наиболее высокие реологические свойства наблюдаются для нефти Бузачинская-1 (температура потери текучести +12°C). Партия нефти Бузачинская-2 по реологическим параметрам занимает промежуточное положение.

Наблюдаемые для бузачинских партий различия в реологических свойствах обусловлены особенностями компонентного состава. Аномальные реологические параметры, заключающиеся в повышении температуры потери текучести и резком переходе в неньютоновское состояние (высокие значения напряжения сдвига), напрямую зависят от содержания в нефти тугоплавких парафинов, с увеличением которых хладо-текучие свойства повышаются.

Согласно *таблице 1*, наибольшее содержание парафинов наблюдается для нефти Бузачинская-1, что согласуется с реологическими свойствами данной нефти. Наиболее высокие реологические параметры данной нефти, по сравнению с другими основными партиями (Бузачинская-2 и Бузачинская-3), объясняются наибольшим содержанием в данной партии высокопарафинистых подкачек. Следует отметить, что эта нефть является «трудновосприимчивой к депрессорной обработке».

Из данных *таблицы 2* видно, что температурная обработка нефтесмесей при 45-50°C проявляет «отрицательную» аномалию вязкости и значительно ухудшает реологические свойства нефтей. При этом нефть Бузачинская-3 проявляет худшие реологические свойства, что, вероятно, связано с более высоким содержанием асфальтенов и смол, по сравнению с нефтями Бузачинская-1 и Бузачинская-2 (температура потери текучести повышается с -6°C до +9°C). Увеличение температуры обработки выше 55°C значительно улучшает их реологические параметры. При тепловой обработке нефтей выше 55°C содержащиеся в Бузачинской нефти, асфальтены и смолы работают подобно депрессорам, препятствуя структурообразованию при понижении температуры и уменьшая вязкость и температуру потери текучести нефти.

На основании результатов исследования физико-химических и реологических свойств исходных нефтей следует:

- в каждом конкретном случае для нефти необходим подбор оптимальной температуры тепловой обработки;
- температурная обработка ниже температуры 55°C значительно ухудшает реологические свойства Бузачинской нефти, при этом проявляется «отрицательная» аномалия вязкости;
- температурная обработка при 60-70°C улучшает реологические параметры Бузачинской нефти, а также дает возможность повысить ее восприимчивость к депрессорной обработке.

***Полученные результаты могут служить предпосылкой для внедрения различных способов/технологий, направленных на улучшение реологических параметров Бузачинской смеси, формируемой на участке нефтепровода «Узень-Атырау» и предусматривающих оптимизацию технологических режимов перекачки данной нефти по другим нефтепроводным маршрутам.*** 

## ЛИТЕРАТУРА

1. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. Алматы: 2001. Т. 1-5. [Nadirov N.K. High-viscosity oils and natural bitumens. 2001. Т. 1-5.]
2. Надиров Н.К., Тугунов П.И., Брот Р.А., Уразгалиев Б.У. Трубопроводный транспорт вязких нефтей. Новые нефти Казахстана и их использование. Алма-Ата: 1985; 264 [Nadirov N.K., Tugunov P.I., Brot R.A., Urazgaliev B.U. Pipeline transport of viscous oil. Series New oils of Kazakhstan and their use. 1985; 264.]
3. Ажигитов А.Ш. Проблемы текучести высокозастывающих нефтей. Нефть и газ. 2002;1:121-125. [Akzhigitov A.Sh. Problems of fluidity of highly solidified oils. Oil and Gas. 2002;1:121-125.]
4. Ажигитов А.Ш. Уразгалиев Б.У. Реологические свойства нефтей. Нефть и газ. 2007;3:48-52. [Akzhigitov A.Sh. Urazgaliev B.U. Rheological properties of oils. Oil and gas. 2007;3:48-52.]
5. Ажигитов А.Ш. Уразгалиев Б.У., Бисенова Г.М. и др. Исследование реологических свойств НДС. Материалы III Международного симпозиума «Нефтяные дисперсные системы». 2004;17-18. [Akzhigitov A. Sh. Urazgaliev, B.U., Bisenova, G.M. et al. Investigation of the rheological properties of ODS. Materials of the III International Symposium "Oil Disperse Systems". 2004;17-18.]
6. Смольянинов С.И. Влияние различных факторов на температуру застывания томских нефтей. Известия Томского ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени политехнического института им. С.М. Кирова. 1976;253. [Smolyaninov S.I. The influence of various factors on the pour point of Tomsk oils. News of the Tomsk Order of the October Revolution and the Order of the Red Banner of Labor of the Polytechnic Institute named after SM. Kirov. 1976;253.]
7. Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки. Химия и технология топлив и масел. 2002;3:26-29. [Evdokimov I.N., Eliseev D.Yu., Eliseev N.Yu. Negative viscosity anomaly of liquid petroleum products after heat treatment. Chemistry and technology of fuels and oils. 2002;3:26-29.]
8. Надиров Н.К. Нефть и газ Казахстана. Алматы: «Гылым», 1995; 290 [Nadirov N.K. Oil and gas of Kazakhstan; Almaty: "Gylm", 1995; 290]
9. Надиров, Н.К., Головкин, А.К., Горбунова, Л.В., Камьянов, В.Ф., Огородников В.Д. Состав и структурные особенности компонентов разнотипных нефтей Западного Казахстана. Нефть и газ. 2007;2:66-77. [Nadirov, N.K., Golovko, A.K., Gorbunova, L.V., Kamyaynov, V.F., Ogorodnikov V.D. Composition and structural features of the components of different types of oils in Western Kazakhstan. Oil and Gas. 2007;2:66-77.]
10. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения. Нефтегазовое дело. 2011;1:268-284. [Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asphalt-resin-paraffin deposits in the processes of extraction, transport and storage. Oil and Gas. 2011;1:268-284.]
11. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. ХТТМ. 1999;6:32-34. [Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu. ХТТМ. 1999;6:32-34.]
12. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. ХТТМ. 2001;1:29-31. [Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu. ХТТМ. 2001;1:29-31.]
13. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Наука и технология углеводородов. 2000;1:52-56. [Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu. Science and technology of hydrocarbons. 2000;1:52-56.]
14. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Наука и технология углеводородов. 2000;2:54-58. [Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu. Science and technology of hydrocarbons. 2000;2:54-58.]
15. Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. М.: Недра; 1970; 159 [Devlikamov V.V., Markhasin I.L., Babalyan G.A. Optical methods for monitoring the development of oil fields. M.: Nedra; 1970; 159]