

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

г. Алматы

«10» октября 2018 года

Мной, доктором химических наук, профессором Ибрашевой Райхан Хасановной, специалистом в области химии нефти и газа, процессов промышленной подготовки нефти, технологий нефтепереработки и нефтехимии, проведено исследование и сравнительный анализ материалов, предоставленных мне Кужагалиевым Абаем Алмазулы и адвокатом Алматинской городской коллегии адвокатов Алимбаевым Искандером Мухановичем, согласно договору на оказание услуг по применению специальных знаний в уголовном производстве.

**Основанием для проведения соответствующего исследования стал адвокатский запрос, к которому были приложены следующие материалы:**

1. Справка от 09.12.2016 года по результатам лабораторных испытаний, проведенных в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (ПКОП), проб из вагонов-цистерн:

- № 54095229;
- № 51339497;
- № 73074213;
- № 54597430.

2. Заключение эксперта №4839 от 26.12.2016 года из Института судебной экспертизы по Южно-Казахстанской области.

3. Заключение эксперта №67 от 17.01.2017 года из Центрального института судебной экспертизы.

4. Паспорта качества от 09.03.2017 года, установленные в лаборатории предприятия ГНПС «Кенкияк» АқНУ ЗФ АО «КазТрансОйл», для проб из:

- вагона-цистерны №54095229;
- вагона-цистерны №51339497;
- вагона-цистерны №54597430;
- вагона-цистерны № 73074213;
- РВС ТОО «Актобе нефтепереработка» №5, №7, №13, №11 (объединенная проба).

5. Справки от 25.04.2017 года ТОО «ПКОП» о лабораторных испытаниях проб из вагонов цистерн:

- № 51339497;
- № 73074213;
- № 54095229;
- № 54597430;
- смеси нефтепродуктов «Ойл Бленд».

6. Справки от 28.04.2017 года ТОО «ПКОП» о лабораторных испытаниях проб из РВС ТОО «Актобе нефтепереработка»:

- №12;

- №14;
- №16;
- мазута;
- нефти;
- судового топлива.

7. Справки от 12.05.2017 года ТОО «ПКОП» о лабораторных испытаниях проб из вагонов цистерн:

- № 73074213;
- № 54095229;
- № 51339497;
- № 54597430.

8. Протокол испытаний от 19.07.2017 года проб нефти месторождения «Жангурши», проведенные в лаборатории исследования нефти, газа и воды ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ».

9. Протокол испытаний от 11.08.2017 года проб смесей нефти месторождения «Жангурши» с бензином-растворителем производства ТОО «Актобе нефтепереработка», проведенные в лаборатории исследования нефти, газа и воды ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ».

10. Заключение от 29.08.2017 года специалиста лаборатории геохимических исследований нефти, воды и пород ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ».

11. Отчет от 29.08.2017 года ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ) по лабораторным испытаниям образцов нефтей месторождений:

- Акжар Восточный (РГС №38 ТОО «Аман Мунай»);
- Кызылжар Восточный (ТОО «Манаш Петролеум»);
- Сагыз Западный (ТОО «Манаш Петролеум»);
- Копа (РВС №2);
- Северный Карамандыбас («SK Petroleum»).

12. Заключение от 01.09.2017 года специалиста по анализу химических исследований нефтей и нефтепродуктов из лаборатории исследования нефти АО «Атырауский университет нефти и газа».

13. Заключение экспертов-аудиторов №29/2017 от 05.09.2017 года из ТОО «Независимый центр экспертизы нефтепродуктов «ORGANIC» по результатам лабораторных испытаний образцов нефтепродуктов из вагонов-цистерн:

- № 54095229;
- № 51339497;
- № 73074213;
- № 54597430;

образцов нефтепродуктов (арбитражных) из вагонов цистерн:

- № 54095229;
- № 51339497;
- № 73074213;
- № 54597430;
- №54597075 и

образцов нефтепродуктов из РВС № 16.

14. Заключение от 09.08.2018 года М.В.Гируц - доктора химических наук, доцента кафедры органической химии и химии нефти Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина по адвокатскому запросу №721-2 от 30.07.2018г.

**Перед специалистом адвокатом поставлены следующие вопросы:**

1. Что такое «сырая нефть», «товарная нефть» и чем эти понятия отличаются от общего определения нефти?
2. С какой целью в комплекс первичной переработки нефти на НПЗ включена установка электрообессоливания нефти (ЭЛОУ)?
3. Возможно ли применение технологической схемы первичной переработки нефти без использования ЭЛОУ?
4. Корректно ли, исходя из анализа данных, содержащихся в представленных для исследования документах, использование термина «сырая нефть» к жидкостям, содержащимся в резервуарах «Актобенефтепереработка» и в вагонах-цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075?
5. Что именно содержится в вагонах цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075:
  - сырая нефть;
  - смесь сырой нефти с бензином-растворителем;
  - смесь продуктов переработки нефти?
6. Идентичны ли смеси углеводородов, содержащиеся в вагонах цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075 по углеводородному и фракционному составам?
7. Соответствуют ли по углеводородному составу пробы жидкостей, изъятых из вагонов цистерн:  
№51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075,  
пробам жидкостей из резервуаров ТОО «Актобе нефтепереработка» №№:  
РГС 7, РВС 5, РВС 7, РВС 9, РВС 10, РВС 11, РВС 12, РВС 13,  
РВС 14, РВС 16?
8. Обосновано ли применение биомаркерного метода для установления генетической связи между нефтями и пробами жидкостей, хранящихся в резервуаре № 16 и вагоне-цистерне № 54597430?
9. Является ли жидкость, содержащаяся в вагонах цистернах: №51339497, №54095229, №54597430, №73074213 смесью сырых нефтей или смесью сырых нефтей с бензином-растворителем?
10. Является ли жидкость, содержащаяся в резервуаре № 16 смесью сырых нефтей или смесью сырых нефтей с бензином-растворителем?
11. Какие данные необходимы для установления взаимосвязи между нефтями и жидкостями, хранящимися в резервуарах ТОО «Актобе нефтепереработки», вагонах цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075?
12. Имеются ли ошибки в результатах анализов проведенных испытаний проб?

13. По каким характеристикам отличаются пробы:
- композитная,
  - арбитражная,
  - из вагонов-цистерн №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075
- от проб:
- нефтей с месторождений: «Акжар Восточный», «Жана Макат», «Сагиз Западный», «Кызылжар Восточный», «Жангурши»;
  - смеси нефтей: «Жана Макат» - «Сагиз Западный» - «Кызылжар Восточный», «Жана Макат» - «Кызылжар Восточный»;
  - смеси нефти «Жангурши» с бензином-растворителем?
14. Корректны ли выводы, содержащиеся в Заключении от 09.08.2018г. М.В.Гируц - доктора химических наук, доцента кафедры органической химии и химии нефти Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина по адвокатскому запросу №721-2 от 30.07.2018г.?

**В ходе проведенного исследования использованы следующие научные методы:**

1. Изучение предоставленных материалов для установления достоверности содержащихся в них результатов исследования физико-химических характеристик нефтей и нефтепродуктов, а также корректности сделанных на их основе выводов.
2. Сравнительный анализ достоверных результатов исследований, проведенных специалистами, приглашенными органом уголовного преследования.
3. Формулировка научно обоснованных выводов по результатам сравнительного анализа предоставленного экспериментального материала.

**Теоретические источники и литература:**

1. В.Е. Агабеков, В.К. Косяков, В.М. Ложкин. Нефть и газ: добыча, комплексная переработка и использование. – Минск: Изд. БГТУ, 2003. – 376 с.
2. С.А. Ахметов. Технология глубокой переработки нефти и газа. –Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
3. Г.С. Лутошкин. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. - 2-е изд. – М.: Недра, 1979. 319 с.
4. В.Е. Агабеков, В.К. Косяков. Нефть и газ: технологии и продукты переработки. – Ростов н/Д.: «Феникс», 2014. 458 с.
5. Химия нефти и газа: учеб. пособие для вузов /А.И. Богомоллов, А.А. Гайе, В.В. Громова и др.; под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. – 3-е изд. – СПб.: Химия, 1995. 448 с.

6. Технология переработки нефти: учеб. пособие для вузов /О.Ф.Глаголева, В.М.Капустин и др. – Ч. 1: Первичная переработка нефти. – М.: Химия, Колосс, 2006. 400 с.
7. Технология переработки нефти: учеб. пособие для вузов /О.Ф.Глаголева, В.М.Капустин и др. – Ч. 2: Деструктивные процессы. – М.: Химия, Колосс, 2008. 334 с.
8. А.М.Мегаррамов, Р.А.Ахмедова, Н.Ф.Ахмедова. Нефтехимия и нефтепереработка. - Баку: «Баку Университети», 2009. 660 с.
9. A. Hollerbach and D. H. Welte, Über Sterane und Triterpane in Erdölen und ihre phylogenetische Bedeutung, Naturwissenschaften 64 (1977), 381–382.

#### **Предметом исследования явились:**

1. Определение классификационных характеристик нефтей на основании содержащихся в предоставленных материалах результатов.
2. Определение соответствия между фракционным составом и типом нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах ТОО «Актобе нефтепереработка».
3. Определение типового углеводородного состава нефтей и нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах ТОО «Актобе нефтепереработка».
4. Установление идентичности типового углеводородного состава продуктов, хранящихся в резервуарах ТОО «Актобе нефтепереработка» и в вагонах-цистернах.
5. Определение к какому типу продукции относятся углеводороды, содержащиеся в вагонах-цистернах.

#### **ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ:**

1. *Что такое «сырая нефть», «товарная нефть» и чем эти понятия отличаются от общего определения нефти?*

Сырая нефть - получаемая непосредственно из скважин жидкая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенные неорганические и углеводородные газы, пластовую воду с растворенными в ней минеральными солями, механические примеси.

Товарной называется нефть, подготовленная на промыслах к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных документов (см. таблицу № 3).

Нефть – сложная коллоидная система углеводородов различного химического состава, содержащая, в том числе, гетеросоединения, растворенные газы, тяжелые металлы и механические примеси /1, стр. 7/.

Отличие состоит в том, что общее определение нефти является научно обоснованной дефиницией нефти как сложной физико-химической системы. В то время как определения сырой и товарной нефти используются для

характеристики качества и потребительских свойств нефти как сырья для промышленной переработки.

**2. С какой целью в комплекс первичной переработки нефти на НПЗ включена установка электрообессоливания нефти (ЭЛОУ)?**

ЭЛОУ перед подачей нефти на атмосферную ректификацию (АТ) производит дополнительное обезвоживание и обессоливание перерабатываемых на НПЗ товарных нефтей до содержания /2, стр. 178/:

- воды - до 0,1% масс.;

- хлористых солей - 3 – 5 мг/л.

ЭЛОУ, комбинированная с ректификационной колонной без промежуточных емкостей для хранения обессоленной и обезвоженной нефти, является единым технологическим комплексом первичной переработки нефти (ЭЛОУ-АТ).

**3. Возможно ли применение технологической схемы первичной переработки нефти без использования ЭЛОУ?**

Нефть, поступающая в колонну атмосферной ректификации (АТ), должна содержать не более /4, стр. 190/:

- воды - 0,1% масс.;

- хлористых солей - 5 мг/л

для предотвращения нарушения технологического режима ректификации и коррозии оборудования. В этой связи, согласно техническим условиям процесса ректификации, на любом НПЗ необходимо применение ЭЛОУ.

**4. Корректно ли, исходя из анализа данных, содержащихся в представленных для исследования документах, использование термина «сырая нефть» к жидкостям, содержащимся в резервуарах «Актобенефтепереработка» и в вагонах-цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075?**

Применение термина «сырая нефть» к жидкостям, содержащимся в резервуарах ТОО «Актобенефтепереработка» и в вагонах-цистернах, неверно, поскольку смеси углеводородов, содержащиеся в резервуарах, согласно описанным в предоставленных материалах физико-химическим характеристикам (см. таблицы 12-16 настоящего Заключения), являются либо товарной нефтью или смесью таких нефтей, либо продуктами их первичной переработки, а содержащиеся в вагонах-цистернах – смесью продуктов первичной переработки (см. таблицы 17-21 настоящего Заключения).

5. *Что именно содержится в вагонах цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075:*

- сырая нефть;
- смесь сырой нефти с бензином-растворителем;
- смесь продуктов переработки нефти?

В вагонах цистернах содержится не сырая нефть, а смесь продуктов первичной переработки нефти, по фракционному составу и содержанию воды идентичная образцам арбитражной и композитной проб для смеси «Ойл Бленд» (см. таблицы № 17-21 настоящего Заключение).

6. *Идентичны ли смеси углеводородов, содержащиеся в вагонах-цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075, по углеводородному и фракционному составам?*

Смеси углеводородов, содержащиеся в указанных вагонах-цистернах, идентичны между собой по углеводородному и фракционному составам (см. стр. 32 и таблицы 17-21 настоящего Заключение).

7. *Соответствуют ли по углеводородному составу пробы жидкостей, изъятых из вагонов-цистерн:*

*№51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075,*

*пробам жидкостей из резервуаров ТОО «Актобе нефтерпереработка» №№:*

*РГС 7, РВС 5, РВС 7, РВС 9, РВС 10, РВС 11, РВС 12, РВС 13, РВС 14, РВС 16?*

Хроматомасс-спектрометрическим методом, проведенном в Центральном институте судебной экспертизы в г. Астане и Институте судебной экспертизы по Южно-Казахстанской области установлено, что в образцах из резервуаров ТОО «Актобенефтепереработка» (см. таблицу 14 настоящего Заключение) и вагонов-цистерн №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075 (см. стр. 33 настоящего Заключение) содержатся одинаковые по структурно-типовому составу смеси углеводородов.

8. *Обосновано ли применение биомаркерного метода для установления генетической связи между нефтями и пробами жидкостей, хранящихся в резервуаре № 16 и вагоне-цистерне № 54597430?*

Биологические маркирующие соединения (биомаркеры) свидетельствуют о биогенной (из органического вещества) природе образования нефти /8, стр.48/.

Структурно-типовой углеводородный состав нефтей, образовавшихся из органического вещества одной и той же природы, может быть различным. Он зависит от условий нефтеобразования (температуры, давления, наличия природных катализаторов в окружающих месторождении породах).

Из одного и того же органического вещества могут образоваться углеводороды, характерные как для нефтей, так и содержащие осколки молекул первоначального органического вещества (биомаркеры) /8 стр 43,48/. Поэтому биомаркерный метод не является неопровержимым доказательством идентичности происхождения нефтепродуктов из конкретных нефтей. Только схожесть химических составов углеводородов нефти и нефтепродуктов, установленная хроматографическим и хроматомасс-спектрометрическим методами может быть прямым и достоверным доказательством донорства данной нефти для получения этих нефтепродуктов.

**Поэтому установление донорства нефтей для получения проб углеводородов из резервуара № 16 ТОО «Актобе нефтепереработка» и вагона-цистерны № 54597430 на основании геохимического биомаркерного анализа не корректно.**

9. *Является ли жидкость, содержащаяся в вагонах цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213 смесью сырых нефтей или смесью сырых нефтей с бензином-растворителем?*

Из сопоставления фракционных составов жидкостей, содержащихся в вагонах-цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075, и содержания в них воды с аналогичными показателями нефтей, смеси нефтей: «Жана Макат» - «Сагиз Западный» - «Кызылжар Восточный», «Жана Макат» - «Кызылжар Восточный» и «Жангурши» – с бензином-растворителем установлено, что они отличаются (см. таблицу 22 настоящего Заключения).

Для образцов из вагонов-цистерн установлено отсутствие воды и фракции, выкипающей в интервале 200-260оС, что является доказательством их переработки на установке ЭЛОУ (отсутствие воды) и в ректификационной колонне (отсутствие фракции 200-260оС).

Во всех нефтях и смесях как вода, так и фракция 200-260оС присутствуют.

Следовательно, жидкости, содержащиеся в вагонах-цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075, не являются смесью сырых нефтей и/или смесью сырой нефти «Жангурши» с бензином-растворителем.

10. *Является ли жидкость, содержащаяся в резервуаре № 16, смесью сырых нефтей или смесью сырых нефтей с бензином-растворителем?*



Жидкость, содержащаяся в резервуаре № 16 по фракционному и углеводородному составу полностью идентична жидкости, хранящейся в резервуаре № 14 (см. таблицы 12-14 настоящего Заключения). При этом отсутствие воды в пробе из резервуара № 16 является доказательством того, что это не сырая нефть. Одинаковое количество бензиновой фракции в пробах из резервуаров № 14 и 16 свидетельствует о том, что в жидкость из резервуара № 16 дополнительно не добавлялся бензин-растворитель. Полученные результаты свидетельствуют о том, что в обоих резервуарах хранится одна и та же жидкость.

**11. Какие данные необходимы для установления взаимосвязи между нефтями и жидкостями, хранящимися в резервуарах ТОО «Актобе нефтепереработки», вагонах цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075?**

Для установления взаимосвязи между нефтями и жидкостями, хранящимися в резервуарах ТОО «Актобе нефтепереработки», вагонах-цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075 необходимо определение типового углеводородного состава нефтей. Эти данные в предоставленных материалах отсутствуют.

**12. Имеются ли ошибки в результатах анализов проведенных испытаний проб?**

При исследовании предоставленных материалов установлено несколько ошибок анализа:

- для нефти месторождения «Жана Макат» проба от 17.11.2016 года по физико-химическим характеристикам отличается от других проб этой нефти, поэтому относится к нефти из другого месторождения и ошибочно отнесена к нефти из месторождения «Жана Макат» (см. таблицу 5 настоящего Заключения);
- для нефти месторождения «Сагиз Западный» неверно определена плотность пробы от 19.06.2016 года (см. таблицу 6 настоящего Заключения);
- содержание серы, определенное в ЦЗЛ ТОО «АНПЗ» для фракций нефти «Кызылжар Восточный», не соответствует содержанию серы в исходной нефти (см. таблицу 7 настоящего Заключения);
- при анализе хлористых солей в нефти из резервуара №12 допущена ошибка, потому что такое количество соли (3096,51 мг/л нефти) не может содержаться даже в пересыщенном растворе воды, которая находится в данном образце в количестве 0,4% масс (см. таблицу 12 настоящего Заключения);

- на основании определения физико-химических свойств и углеводородного состава нефтепродуктов, хранящихся в РВС №№ 10, 12, 14, 16 (см. таблицы 12-14 настоящего Заключения) сделан вывод о том, что эти продукты являются нефтью. Ошибочным является утверждение эксперта о том, что это сырая нефть;

- идентичность проб из резервуара № 14 и 16 (см. таблицу 14 настоящего Заключения) свидетельствует о том, что произошла ошибка при исследовании проб и одна и та же проба (из резервуара № 14) была исследована дважды как пробы из резервуаров № 14 и № 16.

**13. По каким характеристикам отличаются композитная, арбитражная пробы и из вагонов-цистерн: №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075 от проб нефтей с месторождений:**

**«Акжар Восточный», «Жана Макат», «Сагиз Западный», «Кызылжар Восточный», «Жангури»;**

**смеси нефтей:**

**«Жана Макат» - «Сагиз Западный» - «Кызылжар Восточный», «Жана Макат» - «Кызылжар Восточный»;**

**смесь нефти «Жангури» с бензином-растворителем?**

Из представленных для исследования данных (см. таблицу 22 настоящего Заключения) следует, что все вышеперечисленные нефти и смеси нефтей содержат воду и фракцию, выкипающую в интервале 200-260 градусов Цельсия.

В нефтепродуктах, содержащихся в вагонах-цистернах №51339497, №54095229, №54597430, №73074213, №54597075, как вода, так и фракция, выкипающая в интервале 200-260 градусов Цельсия, отсутствуют, что является результатом их первичной переработки в комплексе ЭЛОУ-АТ. Следовательно, в вагонах цистернах содержатся смеси продуктов нефтепереработки, в то время как исследованные нефти являются сырьем для процессов нефтепереработки.

**14. Корректны ли выводы, содержащиеся в Заключении от 09.08.2018г.**

**М.В.Гируц - доктора химических наук, доцента кафедры органической химии и химии нефти Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина по адвокатскому запросу №721-2 от 30.07.2018г.?**

Выводы и заключения, сделанные доктором химических наук М.В.Гируц в Заключении от 09.08.2018 года по адвокатскому запросу № 721-2 от 30.07.2018 года совершенно верны и совпадают с основными выводами, сделанными мною в настоящем Заключении, которое содержит большее их

количество вследствие расширенного и более полного анализа представленного материала.

## СИНТЕЗИРУЮЩАЯ ЧАСТЬ

### *1. Понятийный аппарат и общее описание процесса переработки нефти*

В заключениях экспертов, содержащихся в предоставленных материалах, неверно используются термины по отношению к сырой нефти и нефтепродуктам. Различие между ними обусловлено физико-химическими характеристиками, которые для каждого из этих продуктов регламентируются нормативными документами.

Нефть – сложная коллоидная система углеводородов различного химического состава, содержащая, в том числе, гетеросоединения, растворенные газы, тяжелые металлы и механические примеси /1, стр. 7/.

**Сырая нефть** - получаемая непосредственно из скважин жидкая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенные неорганические и углеводородные газы, пластовую воду с растворенными в ней минеральными солями, механические примеси /2, стр.174/.

Нефти различных месторождений сильно отличаются по своим физико-химическим характеристикам.

Одно из главных свойств сырой нефти - **плотность**, которая зависит от содержания тяжелых углеводородов:

**Таблица 1** (Классификация нефтей по плотности)

<b>Нефть</b>	<b>Относительная плотность при 20°С, г/см<sup>3</sup> / 3, стр. 62 /</b>	<b>Плотность API, °API</b>
Очень легкая	до 0,800	
Легкая	0,800-0,839	36°-45,4°
Средняя	0,840-0,879	29,5°-36°
Тяжелая	0,880-0,920	22,3°-29,3°
Очень тяжелая	более 0,920	менее 22,3°

В легкой нефти обычно больше бензина и керосина, в тяжелой - газойля и мазута. Плотность нефти и ее фракций является косвенной характеристикой их химического состава /3, стр.61/.

В зависимости от **массовой доли серы** нефть подразделяют на классы /4, стр.106/:

Таблица 2

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	До 0,60 включительно
2	Сернистая	От 0,61 до 1,80
3	Высокосернистая	От 1,81 до 3,50
4	Особо высокосернистая	Свыше 3,50

По **химическому составу** нефти классифицируются по содержанию разных групп углеводородов /5, стр. 139/:

- парафинов (алканов);
- нафтенов (циклоалканов);
- ароматических (аренов).

На промыслах сырая нефть проходит процесс подготовки для получения товарной нефти, соответствующей нормативным документам. Необходимость такой подготовки обусловлена тем, что минеральные соли, особенно хлориды, вызывают коррозию оборудования, а другие примеси - серьезные затруднения при транспортировке и переработке нефтяного сырья. В связи с этим на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) сырая нефть не поставляется.

Поэтому перед доставкой на НПЗ производится промысловая подготовка сырой нефти, при которой из нее извлекаются /3, стр. 87/ :

- газ,
- вода,
- минеральные соли,
- механические примеси.

Потому **товарной** называется **нефть**, подготовленная на промыслах к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных документов /2, стр.176 /.

Согласно ГОСТ Р51858-2002 **товарную нефть** по степени подготовки подразделяют на три группы качества:

Таблица 3

Наименование показателя	Норма для нефти группы
-------------------------	------------------------

	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более		0,05	
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)
Содержание хлорорганических соединений, млн -1 ( <i>ppm</i> ), не более	Не нормируется. Определение обязательно		

**Примечание**

*Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером*

Таким образом, товарная нефть отличается от сырой тем, что она содержит значительно меньшее количество воды, солей и механических примесей. Следовательно, товарная нефть является продуктом подготовки на месторождениях сырой нефти.

Далее товарная нефть поставляется на НПЗ, где проходит первичную и вторичную переработку, в зависимости от технологической оснащенности завода.

**Технологические процессы НПЗ классифицируются на две группы:**

1. Разделение в ректификационных колоннах на фракции (АТ – атмосферная трубчатка, т.е. при атмосферном и ВТ - вакуумная трубчатка - (при пониженном давлении) нефтяного сырья без его химических превращений и получение продуктов первичной переработки (например, нефть, легкий газойль, вакуумный газойль и тяжелые нефтяные остатки), различающиеся по интервалам температур кипения (**первичная переработка**) /6, стр. 127 /.
2. Переработка полученных фракций путем химических превращений содержащихся в них углеводородов и выработка компонентов товарных нефтепродуктов: бензинов, керосина, дизельных топлив, масел, ароматических углеводородов и пр. (**вторичная переработка**) /7, стр. 18 - 330/.

Нефть, поступающая в колонну атмосферной ректификации (АТ), должна содержать **не более** /4, стр. 190/:

- воды - **0,1% масс.**;
- хлористых солей - **5 мг/л.**

Поэтому в комплекс первичной переработки нефти дополнительно включена установка электрообессоливания (ЭЛОУ), которая на современных НПЗ перед

подачей нефти на АТ производит дополнительное обезвоживание и обессоливание перерабатываемых **товарных нефтей** до содержания /2, стр. 178/:

- воды - до 0,1% масс.;
- хлористых солей - 3 – 5 мг/л.

ЭЛОУ, комбинированная с ректификационной колонной без промежуточных емкостей для хранения обессоленной и обезвоженной нефти, является **единым** технологическим комплексом **первичной** переработки нефти (ЭЛОУ-АТ). Из ЭЛОУ нефть без охлаждения подается непосредственно на АТ, что в 1,5 раза снижает капитальные и эксплуатационные расходы и себестоимость обессоливания по сравнению с отдельно стоящей ЭЛОУ /2, стр.187/.

Исходя из предоставленных материалов, очевидно, что на ТОО «Актобенефтепереработка» проводится только первичная переработка нефти, при этом ЭЛОУ непосредственно соединено с АТ.

### 1. Научная оценка достоверности и сравнительный анализ результатов определения физико-химических характеристик нефтей

Испытания образцов нефтей проводились в ТОО «Актобе нефтепереработка», ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (ТОО «АНПЗ») и ТОО «КаспийМунайГаз».

Результаты, полученные в ТОО «Актобе нефтепереработка», отражены в Протоколах и Журналах испытаний, представленных в Заключении специалиста из лаборатории исследования нефти Атырауского университета нефти и газа и сведены мною, наряду с данными, полученными в ТОО «АНПЗ» и ТОО НИИ «КаспийМунайГаз», в таблицы для удобства проведения сравнительного анализа. Результаты исследования проб нефтей, полученных из разных месторождений, представлены мной в отдельных таблицах (См. таблицы № 4 -11 настоящего Заключения).

Физико-химические характеристики нефти месторождения «**Акжар Восточный**» представлены в таблице 4.

**Таблица 4** Исследование образцов нефти месторождения «Акжар Восточный»

Организация, проводившая испытания	ТОО «Актобе нефтепера ботка»	ТОО «Актобе нефтепера ботка»	ТОО «Актобе нефтепера ботка»	ТОО «Актобе нефтепера ботка»	ТОО «Актобе нефтепера ботка»	ТОО «Актобе нефтепера ботка»	ТОО «АНПЗ»
Номер и дата протокола	Журнал испытаний 17.04. 2016 г.	№558/ 2016 24.11. 2016 г.	№591/ 2016 25.11. 2016 г.	Журнал испытаний 27.11. 2016 г.	Журнал испытаний 04.12. 2016 г.	Журнал испытаний 07.12. 2016 г.	24 – 28. 08.2017 г.
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	811,0	808,0	809,0	811,0	810,0	810,0	813,2
Содержание							

серы, % масс.							
Всего	0,099	0,094	0,094	0,102	0,109	0,099	0,10
Во фракциях							
-н.к. – 150°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,0031
-150 – 340°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,030
-выше 340°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,23
Содержание воды, % масс.	не опред.	0,6	0,7	не опред.	не опред.	0,6	0,6
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	50,72	174,72	178,46	158,81	72,38	129,79	не опред.
Фракционный состав							
ТНК	58°С	48°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	51°С
Выход (% об.) при:							
100°С	9	9,5	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	6,5
150°С	21	23,5	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	22
170°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	26,5
180°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	29
200°С	33	34	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	33
240°С	41,5	45	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.
250°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	44
300°С	54	56	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	58
340°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	64,5
360°С	68	74	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.

Результаты анализов по определению:

- плотности,
- содержания серы,
- содержания воды

проведенных в разные периоды времени (17.04.2016г.– 07.12.2016г.) в ТОО «Актобе нефтепереработка» и ТОО «АНПЗ» (24-28.08.2017г.) хорошо согласуются между собой. Такое совпадение свидетельствует об однородности составов проб нефти из различных партий и достоверности полученных данных.

Отличие в значениях по концентрации хлористых солей для двух проб (от 17 апреля и 04 декабря 2016 года) по сравнению с другими пробами связано, вероятно, с разной степенью обессоливания нефтей при их промышленной подготовке.

Из представленных данных следует, что нефть месторождения «Акжар Восточный» относится к **III группе товарных нефтей** (см. табл.2) и является:

- легкой (см. табл.1),
- малосернистой (см. табл.3).

В ТОО «Актобе нефтепереработка» в период с 1 по 30 ноября 2016 года поступило 2621,777 тонны нефти с месторождения «Акжар Восточный», что составляет 36% от всей поступившей в этот период нефти. Причем с 17 по 29 ноября и со 2 по 8 декабря 2016 года поступала только нефть месторождения «Акжар Восточный».

Результаты испытаний проб нефти месторождения «Жана Макат», проведенные в ТОО «Актобе нефтепереработка» представлены в таблице № 5.

Таблица 5

Номер и дата протокола	№229/2016 15.07.2016 г.	№239/2016 19.07.2016 г.	№239/2016 20.07.2016 г.	Журнал испытаний 17.11.2016 г.	Журнал испытаний 02.12.2016 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	857,0	858,0	858,0	<b>825,0</b>	855,0
Содержание серы, % масс.	0,026	0,026	0,026	<b>0,067</b>	0,022
Содержание воды, % масс.	<b>0,06</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>	<b>0,03</b>	<b>0,15</b>
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	8,95	11,56	11,56	<b>31,10</b>	39,94
Фракционный состав					
ТНК	194°C	178°C	160°C	<b>67°C</b>	180°C
Выход (% об.) при:					
100°C	0	0	0	<b>1</b>	0
150°C	0	0	0	<b>10</b>	0
200°C	<b>1</b>	0	0	<b>22</b>	<b>2</b>
220°C	не опред.	1	1,5	не опред.	не опред.
240°C	<b>8</b>	не опред.	не опред.	<b>32</b>	<b>10</b>
300°C	34	30	34	49	36,5
360°C	59	54	59	72	60

В отличие от нефти месторождения «Акжар Восточный», нефть месторождения «Жана Макат» по содержанию воды и хлористых солей относится к **I группе товарных нефтей**, а по плотности и содержанию серы является:

- средней;
- малосернистой.

Исключение составляют результаты, полученные при испытании пробы от 17.11.2016 года, которая по большинству основных показателей и фракционному составу отличается от других проб нефти «Жана Макат». Например, плотность и температура начала кипения (ТНК) этой пробы намного ниже, чем у остальных. А содержание серы почти в три раза превышает аналогичный параметр для нефти этого месторождения. Вероятно, что при проведении анализа **перепутаны пробы** и полученные значения относятся к нефти не месторождения «Жана Макат».

Из заключения специалиста по анализу химических исследований нефтей и нефтепродуктов из лаборатории исследования нефти АО «Атырауский университет нефти и газа» от 01.09.2017 года следует, что с **1 по 30 ноября 2016 года** в ТОО



«Актобе нефтепереработка» поступило 1616,414 тонн нефти с месторождения «Жана Макат», что составляет **22,2%** от всей поступившей в этот период нефти.

С **17 по 29 ноября** и со **2 по 8 декабря 2016 года** нефть с месторождения «Жана Макат» не поступала.

Информация по количеству и срокам поступления нефтей с месторождений «Акжар Восточный» и «Жана Макат» важна в связи с тем, что смесь «**Oil Blend**» из нефтепродуктов, полученных при переработке этих нефтей, согласно оперативному учету ТОО «Актобе нефтепереработка», Договору по переработке сырья и отгрузке нефтепродуктов №2016-68-PRC от 07.04.2016 года и приложений к нему, налитая в:

- вагоны-цистерны №54597430, №73074213, №51339497, №54095229  
приготовлена **28-29 ноября 2016 года**;
- РВС №16 приготовлена **07-08 декабря 2016 года**.

Аналогичные испытания проб нефти месторождения «Сагиз Западный» проведены в ТОО «Актобе нефтепереработка» и ТОО «АНПЗ» (таблица 6).

**Таблица 6**

Организация, проводившая испытания	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «АНПЗ»
Номер и дата протокола	№174/2016 17.06.2016 г.	№241/2016 19.06.2016 г.	24 – 28 08.2017 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	817,0	<b>826,0</b>	815,2
Содержание серы, % масс.			
Всего	0,077	<b>0,119</b>	0,09
Во фракциях			
-н.к. – 150°C	не опред.	не опред.	0,008
-150 – 340°C	не опред.	не опред.	0,029
-выше 340°C	не опред.	не опред.	0,13
Содержание воды, % масс.	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	3,64	16,18	не определялось
Фракционный состав			
ТНК	55°C	54°C	55°C
Выход (%об.) при:			
100°C	2	1	3,5
150°C	15	11	14
170°C	не опред.	не опред.	20
180°C	не опред.	не опред.	22,5
200°C	<b>29</b>	<b>24</b>	<b>27,5</b>
240%	<b>39,5</b>	<b>34,5</b>	не опред.
250°C	не опред.	не опред.	<b>41</b>
300°C	56,5	50	55,5

340°С	не опред.	не опред.	67,5
360°С	72	66	не опред.

Как видно из таблицы, данные по определению плотности в ТОО «Актобе нефтепереработка» 17.06. 2016 года совпадают результатами, полученными в ТОО «АНПЗ» 24-28.08. 2017 года. Однако от них отличаются значения по плотности и содержанию хлористых солей для образца, анализ которого был проведен в ТОО «Актобе нефтепереработка» 19.06.2016 года. Возможно, при определении этих показателей допущена **ошибка** или **опечатка**, так как значения других характеристик всех трех проб очень близки между собой.

Из данных таблицы 6 можно сделать вывод о том, что нефть месторождения «Сагиз Западный» также относится к **I группе товарных нефтей** и является:

- легкой,
- малосернистой.

Из таблицы 7, в которой отражены результаты анализов проб нефти месторождения «**Кызылжар Восточный**» видно, что она является:

- **товарной I группы;**
- легкой;
- малосернистой.

**Таблица 7**

Организация, проводившая испытания	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «АНПЗ»
Номер и дата протокола	Журнал испытаний 28.12.2015 г.	№175/2016 17.06.2016 г.	№240/2016 19.07.2016 г.	№240/2016 20.07.2016 г.	24 – 28 08.2017 г.
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	827,0	825,0	823,0	823,0	825,5
Содержание серы, % масс.					
Всего	0,084	0,085	0,080	0,080	<b>0,21</b>
Во фракциях:					
н.к. – 150°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,0019
150 – 340°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,018
выше 340°С	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,14
Содержание воды, % масс.	нет данных	<b>0,04</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	581,13	46,20	19,07	19,07	не опред.
Фракционный состав					
ТНК	76°С	86°С	60°С	92°С	87°С
Выход (%об.) при:					

100°C	0,5	0,5	не опред.	0,5	0,5
150°C	8,5	10	9	9	8
170°C	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	14,5
180°C	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	17
200°C	21	22	21,5	22	21
240°C	31	32	30	32,5	не опред.
250°C	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	33,5
300°C	46	47	45,5	47	47,5
340°C	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	59
360°C	64,5	64,5	61	64	не опред.

В лаборатории ТОО «АНПЗ» при определении **серосодержания** в этой нефти допущена **ошибка**, так как концентрация серы в самой тяжелой фракции (выкипающей выше 340°C) составляет 0,14% масс., а общее содержание серы в этой нефти – 0,21% масс.

Известно /2,стр.79/, что содержание сернистых соединений в нефти увеличивается от низкокипящих к высококипящим фракциям. Это совпадает с результатами анализа ТОО «АНПЗ», представленными в таблице 8:

- самой малосернистой является бензиновая фракция,
- в газойлевой концентрации серы увеличивается в десять раз,
- в остаточной – почти в сто раз по сравнению с бензиновой.

В нефти сернистых соединений должно быть меньше, чем в остаточной фракции за счет ее разбавления менее сернистыми фракциями. Следовательно, общее содержание серы в нефти должно быть меньше 0,14% масс и никак не может быть 0,21% масс.

Кроме того, значение по содержанию хлористых солей, определенное 28.12.2015 года, многократно больше по сравнению с полученными для других проб. Это может быть связано с ошибкой определения или с различием в степени очистки при промышленной подготовке для разных партий данной нефти.

Результаты по определению **плотности** трех вышеперечисленных нефтей **согласуются** с данными по их **фракционному** составу (таблица 8)

**Таблица 8**

Распределение по фракциям углеводородов, содержащихся в нефтях: месторождения «Акжар Восточный»			
Организация, проводившая испытания	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «АНПЗ»
Номер и дата протокола	Журнал испытаний 17.04.2016 г.	№558/2016 24.11.2016 г.	24-28.08.2017 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	811,0	808,0	813,2
Фракции (% об.)			
Бензиновая (н.к. – 200°C)	33	34	33
Керосиногазойлевая (200 – 360°C)	35	40	31,5 (200 – 340°C)

Остаточная (выше 360°C)	32	26	35,5 (выше 340°C)		
месторождения «Жана Макаг» (исследования проведены в ТОО «Актобе нефтепереработка»)					
Номер и дата протокола	229/2016 15.07.2016 г.	239/2016 19.07.2016 г.	239/2016 20.07.2016 г.	Журнал испытаний 17.11.2016 г.	Журнал испытаний 02.12.2016 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	857,0	858,0	858,0	825,0	855,0
Фракции (% об.)					
Бензиновая (н.к. – 200°C)	1	0	0	22	2
Керосиногазойлевая (200 – 360°C)	58	54	59	50	58
Остаточная (выше 360°C)	41	46	41	28	40
месторождения «Сагиз Западный»					
Организация, проводившая испытания	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «Актобе нефтепереработка»	ТОО «АНПЗ»		
Номер и дата протокола	174/2016 17.06.2016 г.	241/2016 19.06.2016 г.	24-28.08.2017 г.		
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	817,0	826,0	815,2		
Фракции (% об.)					
Бензиновая (н.к. – 200°C)	29	24	27,5		
Керосиногазойлевая (200 – 360°C)	43	42	40 (200 – 340°C)		
Остаточная (выше 360°C)	28	34	32,5 (выше 340°C)		
месторождения «Кызылжар Восточный»					
Организация, проводившая испытания	ТОО «Актобе нефтепереработ ка»	ТОО «Актобе нефтепереработ ка»	ТОО «Актобе нефтепереработ ка»	ТОО «Актобе нефтепереработ ка»	ТОО «АНПЗ»
Номер и дата протокола	Журнал испытаний 28.12.2015 г.	№175/2016 17.06.2016 г.	№240/2016 19.07.2016 г.	№240/2016 20.07.2016 г.	24 – 28 08.2017 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	827,0	825,0	823,0	823,0	825,5
Фракции (% об.)					
Бензиновая (н.к. – 200°C)	21	22	21,5	22	21
Керосиногазойлевая (200 – 360°C)	43,5	42,5	39,5	42	38 (200 - 340°C)
Остаточная (выше 360°C)	35,5	35,5	39	36	41 (выше 340°C)

- в легких нефтях месторождений «Акжар Восточный», «Кызылжар Восточный» и «Сагиз Западный» от 60% объемных и выше составляют светлые фракции – бензиновая и керосиногазойлевая,

- распределение углеводородов в нефти «Кызылжар Восточный» по фракциям аналогично полученному для легкой нефти «Сагиз Западный», содержание бензина в которой немного больше, а остаточной фракции - меньше. Соответственно, плотность нефти «Кызылжар Восточный» (825 кг/м<sup>3</sup>) больше по сравнению с плотностью нефти «Сагиз Западный» (815,2-817 кг/м<sup>3</sup>);

- в средней нефти «Жана Макат» - бензиновая фракция практически отсутствует, преобладает керосиногазойлевая и в несколько меньшей степени – темная фракция мазута.

Как уже отмечалось, исключение составляют данные для пробы этой нефти, определенные 17.11.2016 года.

В лаборатории ТОО «АНПЗ» установлено, что в образцах нефтей месторождений «Копя» и «Северный Карамандыбас» содержится вода в количестве, соответственно, 15,0% масс. и 15,6% масс. Из сопоставления с данными таблицы 2 следует, что эти нефти не являются товарными, а относятся к сырым, не прошедшими процесс обезвоживания на стадии их промышленной подготовки. Дальнейшие исследования физико-химических свойств указанных нефтей в ТОО «АНПЗ» не проводились ввиду невозможности удаления в лабораторных условиях из испытуемых проб воды, которая препятствует проведению анализов.

Результаты, полученные для смесей средней нефти («Жана Макат») с легкими («Сагиз Западный» «Кызылжар Восточный») представлены в таблице 9.

**Таблица 9**

Исследования образцов композитов из нефтей месторождений «Жана Макат», «Сагиз Западный» и «Кызылжар Восточный», проведенные в ТОО «Актобе нефтепереработка»

Номер и дата протокола	238/2016 20.07.2016 г.	262/2016 03.08.2016 г.	Журнал испытаний 25.08.2016 г.
Состав образцов	«Жана Макат» «Сагиз Западный» «Кызылжар Восточный»	«Жана Макат» «Кызылжар Восточный»	«Жана Макат» 79% «Кызылжар Восточный» 21%
Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>	846,5	нет данных	нет данных
Содержание серы, % масс.	0,053	0,035	0,037
Содержание воды, % масс.	0,03	не опред.	не опред.
Содержание	15,60	не опред.	не опред.

хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>			
Фракционный состав			
ТНК	85°C	99°C	99°C
выход (% об.) при:			
100°C	0,5	0	0
150°C	2,5	1	1
200°C	<b>9,5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
240°C	<b>18</b>	<b>15</b>	<b>13</b>
300°C	41	36	36
360°C	63	61	57,5

Как и следовало ожидать, при разбавлении более легкими нефтями плотность нефти «Жана Макат» уменьшилась с 855-858 кг/м<sup>3</sup> (таблица 5) до 846,5 кг/м<sup>3</sup> (таблица 9), а температура начала кипения снизилась со 160-180°C до 85-99°C. Причем при введении в смесь нефтей «Жана Макат» и «Кызылжар Восточный» нефти месторождения «Сагиз Западный», которая начинает кипеть при меньшей температуре (55°C, таблица 6), чем нефть «Кызылжар Восточный» (87°C, таблица 8), температура начала кипения дополнительно уменьшается с 99°C для смеси из двух нефтей до 85°C – для смеси из трех нефтей (таблица 9).

Из данных, полученных при определении в ТОО «КаспийМунайГаз» характеристик нефти месторождения «Жангурши» (таблица 10) следует, что она относится к:

- III группе товарных нефтей;
- очень тяжелая;
- малосернистая.

При добавлении к этой нефти бензина-растворителя производства ТОО «Актобе нефтепереработка» в количестве 42% об. и 43% об. уменьшаются:

- плотность с 922,6 кг/м<sup>3</sup> до 840,9 кг/м<sup>3</sup> и 840 кг/м<sup>3</sup>, соответственно;
- температура начала кипения с 230°C до 60°C и 59°C.

**Таблица 10**

Дата проведения испытаний	Протокол от 19.07.2017 г.	Протокол от 11.08.2017 г.	Протокол от 11.08.2017 г.
Состав образцов	нефть	нефть – 57 мл бензин – 43 мл	нефть – 58 мл бензин – 42 мл
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	922,6	840,0	840,9
Содержание серы, % масс.	0,18	0,15	0,15
Содержание воды, % масс.	<b>0,6</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	<b>787,62</b>	<b>118,56</b>	<b>118,56</b>
Содержание механических примесей, % масс.	0,0082	0,0276	0,0276

Фракционный состав			
ТНК	230°C	59°C	60°C
выход (% об.) при:			
70°C	0	2,0	2,0
80°C	0	4,0	4,0
90°C	0	7,0	6,0
100°C	0	12,0	8,0
150°C	0	22,0	18,0
170°C	0	24,0	20,0
180°C	0	24,5	20,5
190°C	0	25,0	21,0
200°C	0	25,5	21,5
240°C	1,0	27,5	23,5
250°C	2,0	28,0	24,0
300°C	8,0	33,0	30,0
Остаток	92,0	67,0	70,0

Эти данные необходимы в дальнейшем для понимания закономерностей по влиянию на **характеристики смесей** нефтепродуктов, к которым относится смесь «Oil Blend», **свойств компонентов** входящих в состав таких смесей.

Количественное содержание различных **фракций** в:

- в **смесях** нефти «Кызылжар Восточный» с нефтями «Жана Макат» и «Сагиз Западный»;
  - нефти «Жангурши» и ее **смесях** с бензином-растворителем
- представлены в таблице 11.

**Таблица 11**

Распределение по фракциям углеводородов, содержащихся в композитах			
Композит из нефтей «Жана Макат», «Сагиз Западный» и «Кызылжар Восточный»			
Исследования проведены в ТОО «Актобе нефтепереработка»			
Номер и дата протокола	238/2016 20.07.2016 г.	262/2016 03.08.2016 г.	Журнал испытаний 25.08.2016 г.
Состав композитов	«Жана Макат» «Сагиз Западный» «Кызылжар Восточный»	«Жана Макат» «Кызылжар Восточный»	«Жана Макат» 79% «Кызылжар Восточный» 21%
Фракции (% об.)			
Бензиновая (н.к. – 200°C)	9,5	5	5
Керосиногазойлевая (200 – 360°C)	53,5	56	52,5
Остаточная (выше 360°C)	37	39	42,5
Композит из нефти месторождения «Жангурши» с бензином-растворителем производства ТОО «Актобе нефтепереработка, исследования проведены в ТОО «КаспийМунайГаз»			
Номер и дата	Протокол от	Протокол от	Протокол от

протокола	19.07.2017 г.	11.08.2017 г.	11.08.2017 г.
Состав образцов	нефть	нефть – 57 мл бензин – 43 мл	нефть – 58 мл бензин – 42 мл
Фракции (% об.)			
Бензиновая (н.к. – 200°С)	0	25,5	21,5
Керосиногазойлевая (200 – 360°С)	8 (200 – 300°С)	7,5 (200 – 300°С)	8,5 (200 – 300°С)
Остаточная (выше 360°С)	92 (выше 300°С)	67 (выше 300°С)	70 (выше 300°С)

Введение в среднюю нефть «Жана Макат» легких нефтей «Сагиз Западный» и «Кызылжар Восточный» немного увеличивает содержание бензиновой и уменьшает – остаточной фракции (см. таблицы 8 и 11).

Нефть месторождения «Жангурши» содержит преимущественно остаточную фракцию мазута, поэтому является очень тяжелой. Введение в ее состав бензина-растворителя не влияет на количество керосиногазойлевой фракции, но изменяет соотношение между светлой и темной фракциями за счет уменьшения доли последней в общей сумме содержащихся в смеси углеводородов.

Таким образом, все изученные нефти, за исключением из месторождений «Копа» и «Северный Карамандыбас», относятся к:

- товарным с разной степенью очистки при их промышленной подготовке;
- малосернистым.

По плотности нефти являются:

- «Жангурши» – очень тяжелой;
- «Жана Макат» - средней;
- остальные - легкими.

## 2. Анализ результатов исследования проб, отобранных в резервуарах ТОО «Актобе нефтепереработка»

Характеристики нефтей и полученных из них в ТОО «Актобе нефтепереработка» нефтепродуктов представлены в таблице 12.



Таблица 12

Исследования образцов из резервуаров ТОО «Актобе нефтепереработка», проведенные в ЦИСЭ и ТОО «ПКОП»

Номер резервуара	РГС 7	РВС 5	РВС 7	РВС 9	РВС 11	РВС 10	РВС 12	РВС 12	РВС 12	РВС 14	РВС 14	РВС 16	РВС 16	Паспорт качества №217/2016
Тип продукта по данным «Актобе нефтепереработка»	Слив	Судовое топливо	Бен зин	Мазут	Мазут	Нефть	Нефть	Нефть	Нефть	Нефть	Нефть	Смесь «Ойл Бленд»	Смесь «Ойл Бленд»	Смесь «Ойл Бленд»
Организация исполнитель	ЦИСЭ	ПКОП	ПКОП	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ПКОП	ПКОП	ЦИСЭ	ПКОП	ЦИСЭ	ПКОП	Актобе нефтепереработка
Дата проведения испытаний	17.01.2017 г.	28.04.2017 г.	28.04.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	28.04.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	28.04.2017 г.	17.01.2017 г.	28.04.2017 г.	12.12.2016 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	860	841	не опр.	891	898	836	846	847,7	848	836	835,5	836	835,5	837,5
Содержание серы, % масс.	не опр.	0,09	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	0,26	не опр.	не опр.	0,15	не опр.	0,15	0,177
Содержание воды, % масс.	не опр.	отс.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	0,4	не опр.	не опр.	0,03	не опр.	0,03	0,03
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	не опр.	5,38	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	3096,5	не опр.	не опр.	23,83	не опр.	38,13	29,95
Точка начала кипения	не опр.	140°C	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	68°C	не опр.	не опр.	63°C	не опр.	66°C	52°C

В резервуарах, в которых по данным ТОО «Актобе нефтепереработка» находится **нефть**, содержатся одинаковые по плотности углеводородные жидкости:

- № РВС10 и № РВС14 – с плотностью 836 кг/м<sup>3</sup>.

А плотность нефти из № РВС12 отличается от этого значения и равна 846 кг/м<sup>3</sup>. Она близка к значению, определенному для смеси нефтей «Жана Макат», «Сагиз Западный» и «Кызылжар Восточный» (846,5 кг/м<sup>3</sup>, таблица 9), но по температуре начала кипения:

- 68°С - для № РВС12;

- 85°С - для смеси нефтей,

а также серосодержанию:

- 0,26% масс. – для № РВС12;

- 0,053% масс. – для смеси нефтей

эти образцы различаются между собой. Поэтому определить точно какая нефть или смесь нефтей хранится в указанном резервуаре из информации, содержащейся в предоставленных специалисту материалах, невозможно.

При анализе **хлористых солей** в нефти из резервуара №12 допущена **ошибка**, потому что такое количество соли (3096,51 мг/л нефти) не может содержаться даже в пересыщенном растворе воды, которая находится в данном образце в количестве 0,4% масс.

Плотность нефтей из резервуаров №10 и №14 не соотносится ни с одним из значений для изученных нефтей и смесей, но может соответствовать плотности смеси самой легкой - нефти «Акжар Восточный» со средней - «Жана Макат». Однако результаты определения плотности такой смеси отсутствуют.

Следует отметить, что **плотности** продуктов из резервуаров №10, №14 и №16 полностью **совпадают**, хотя в резервуаре №16, по данным ТОО «Актобе нефтепереработка» хранится смесь «Oil Blend», а в резервуарах №10 и №14 – **нефть**.

Для нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах №5, №7, №9, №11 и №13 наблюдается **соответствие** между заявленным ТОО «Актобе нефтепереработка» **типом продукта** и их **плотностью, фракционным составом** (таблицы 12 и 13).

Таблица 13

Распределение по фракциям углеводородов, содержащихся в пробах из резервуаров ТОО «Актобе нефтепереработка», по данным анализов ЦИСЭ и ТОО «ПКОП»

Номер резервуара	РГС 7	РВС 5	РВС 7	РВС 9	РВС 11	РВС 10	РВС 12	РВС 12	РВС 13	РВС 14	РВС 14	РВС 16	РВС 16	Паспорт качества №217/2016
Тип продукта по данным «Актобе нефтепереработка»	Слив	Судовое топливо	Бен зин	Мазут	Мазут	Нефть	Нефть	Нефть	Мазут	Нефть	Нефть	Смесь Ойл Бленд	Смесь Ойл Бленд	Смесь Ойл Бленд
Организация исполнитель	ЦИСЭ	ПКОП	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ЦИСЭ	ПКОП	ПКОП	ЦИСЭ	ПКОП	Актобе нефтепереработка
Дата проведения испытаний	17.01.2017 г.	28.04.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	17.01.2017 г.	28.04.2017 г.	17.01.2017 г.	28.04.2017 г.	12.12.2016 г.
Фракции (% об.)														
Бензиновая (н.к. -200°С)	5 (н.к. -180°С)	5 (140-180°С)	100 (32-149°С)	0	0	26,4	22,7	16	0	25,4	22	26,3	22	23
Керосиновая зойлевая (200 -360°С)	41,4	70	0	0	0	18,6	не опр.	41	0,7	не опр.	37	не опр.	36	28
Остаточная (выше360°С)	не опр. (около 50%)	25	0	100	100	не опр. (около 50%)	не опр.	43	не опр. (около 90%)	не опр.	41	не опр.	42	49

Как видно из таблицы 12:  
 - бензин-растворитель (№ РВС7) - имеет плотность  $695 \text{ кг/м}^3$  и выкипает до  $150^\circ\text{C}$  (таблица 13);  
 - судовое топливо (№ РВС5) с плотностью  $841 \text{ кг/м}^3$  содержит преимущественно керосиногазойлевую фракцию (70% об., таблица 13);  
 - мазут (№ РВС9 и № РВС11) с плотностью  $891 \text{ кг/м}^3$  и  $898 \text{ кг/м}^3$  полностью входит в состав остаточной фракции, а из № РВС 13 с плотностью  $848 \text{ кг/м}^3$  - на 90% объемных (таблица 13).

Представленные в таблицах 12 и 13 данные совпадают с результатами их анализа, проведенного 17.01.2017 года в Центральном институте судебной экспертизы (ЦИСЭ), методом газовой хроматографии на хроматографе «Agilent 6850» с пламенно-ионизационным детектором (таблица 14).

Углеродородный состав испытуемых образцов определялся путем обработки данных с использованием программы ChemStation с их идентификацией по калибровочным образцам смеси нормальных алканов C5-C40.

Распределение углеводородов по фракциям устанавливалось согласно ASTM D2887 методом имитированной дистилляции (SimDist), который воспроизводит физическую разгонку нефти и нефтепродуктов путем анализа распределения фракций по температурам кипения.

**Таблица 14**

№ резервуара, тип продукта (по данным ТОО «Актобе нефтепереработка»)	Результаты анализа
РГС7 Слив	<b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 5 до 36 атомов углерода, т.е. содержит все фракции углеводородов нефти. Концентрационный максимум соответствует нормальным алканам $C_{14} - C_{18}$ , которые содержатся в керосиногазойлевой фракции. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>тяжелая нефть.</b>
РВС5 судовое топливо	<b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 5 до 30 атомов углерода. Концентрационный максимум соответствует нормальным алканам $C_{18} - C_{22}$ , входящим во фракцию перед концом кипения керосиногазойлевой фракции. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>керосиногазойлевая фракция.</b>
РВС7 бензин-растворитель	<b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 4 до 10 атомов углерода. Концентрационный максимум соответствует нормальным алканам $C_5 - C_7$ , входящим во фракцию начала кипения бензинов. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>бензин-растворитель.</b>

<p>РВС10 Нефть</p>	<p><b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 5 до 36 атомов углерода, т.е. содержит все фракции углеводородов нефти. Концентрационный максимум соответствует нормальным алканам <math>C_{13} - C_{21}</math>, входящих в керосиногазойлевую фракцию. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>нефть средняя.</b></p>
<p>РВС11 Мазут</p>	<p><b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 17 до 35 атомов углерода, входящих в состав остаточной фракции нефти – в мазут. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>мазут.</b></p>
<p>РВС12 Нефть</p>	<p><b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 5 до 36 атомов углерода, т.е. содержит все фракции нефти. Концентрационный максимум соответствует нормальным алканам <math>C_7 - C_{17}</math>, входящим в бензиновую и керосиногазойлевую фракции. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>нефть средняя.</b></p>
<p>РВС13 мазут</p>	<p><b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 15 до 35 атомов углерода, входящих в основном в остаточную фракцию нефти – в мазут. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>мазут.</b></p>
<p>РВС14 Нефть</p>	<p><b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 5 до 36 атомов углерода, т.е. содержит все фракции нефти. Концентрационный максимум соответствует нормальным алканам <math>C_7 - C_{20}</math>, входящим в бензиновую и керосиногазойлевую фракции. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>нефть средняя.</b></p>
<p><b>РВС16</b> <b>смесь «Ойл Бленд»</b> - до сентября 2016г. хранился бензин-растворитель - после сентября 2016г. хранится смесь «Ойл Бленд»</p>	<p><b>Смесь парафинов</b> нормального и изостроения с длиной цепи от 5 до 36 атомов углерода, т.е. содержит все фракции нефти. Концентрационный максимум соответствует нормальным алканам <math>C_7 - C_{20}</math>, входящим в бензиновую и керосиногазойлевую фракции. Вывод эксперта ЦИСЭ – <b>нефть средняя.</b> <b>Состав этого образца совпадает с составом образца из резервуара РВС14.</b></p>

Из таблицы 14 видно, что несоответствие между заявленным ТОО «Актобе нефтепереработка» типом нефтепродуктов и определенным по результатам хроматографического анализа, так же как и по фракционному составу (таблица 13), установлено только для резервуара № РВС16, в котором в сентябре 2016 года

произошла замена хранящихся нефтепродуктов. Это может быть причиной путаницы в пробах при их анализе.

Подтверждением высказанного предположения может служить совпадение результатов анализов, проведенных для проб из резервуаров РВС № 14 и № 16 двумя разными организациями в разные периоды времени (см. таблицы 12 и 14). Вероятно, проба из резервуара № 14 анализировалась дважды как две разные пробы: из резервуаров № 14 и № 16.

Для определения углеводородного состава образцов из резервуаров ТОО «Актобе нефтепереработка» методом ИК-спектроскопии в Центральном институте судебной экспертизы (ЦИСЭ) использовался Фурье-спектрометр «TENSOR 27» (таблица 15).

**Таблица 15**

Полосы поглощения (п.п.) в области спектра	Идентификация полос поглощения (п.п.)	РВС5 – судовое топливо	РВС7 – бензин-растворитель	РГС7 – сливная емкость, РВС9 – мазут, РВС10 – нефть, РВС11 – мазут, РВС12 – нефть, РВС13 – нефть, РВС14 – нефть, РВС16 – «Ойл Бленд»
724 – 727 см <sup>-1</sup>	Колебания С-С-связи скелета парафиновых углеводородов	есть	есть	есть
811 – 1165 см <sup>-1</sup>	Внеплоскостные деформационные колебания молекул ароматических углеводородов	слабые п.п.	слабые п.п.	слабые п.п.
1377 – 1461 см <sup>-1</sup>	Деформационные колебания С-Н-связи метильных и метиленовых групп	есть	есть	есть
1606 см <sup>-1</sup>	Колебания С=С-связей молекул ароматических углеводородов	слабые п.п.	отс.	отс.
2727 см <sup>-1</sup>	Колебания связей ОН-групп	есть	отс.	отс.

2855 – 2957 см <sup>-1</sup>	валентные колебания С-Н-связи метильных и метиленовых групп	есть	есть	есть
---------------------------------	---	------	------	------

Представленные в таблице 15 данные свидетельствуют о том, что все образцы идентичны по групповому углеводородному составу и содержат:

- парафиновые углеводороды нормального строения (п.п. 724-727 см-1);
- парафиновые углеводороды изостроения (п.п. 1377-1461 см-1 и 2855- 2957 см-1);
- незначительное количество ароматических углеводородов (п.п. 811-1165 см-1), которое немного увеличивается в судовом топливе (п.п. 1606 см-1).

Для образца №2 (судовое топливо) установлены также полосы поглощения при 2727 см-1, свидетельствующие о появлении в нем небольшого количества продуктов окисления молекул углеводородов, содержащихся в этом образце.

Идентичность углеводородного состава всех образцов свидетельствует о том, что в **резервуарах** ТОО «Актобе нефтепереработка» хранятся:

- нефти или смеси нефтей **одной химической** природы;
- все **нефтепродукты** получены при переработке **этого сырья**.

Количественная точность метода ИК-спектрального анализа невелика /4, стр.138/.

**Количественный углеводородный состав бензина-растворителя (№РВС7)** определен **хроматографическим** методом в лаборатории ТОО ПКОП, результаты которого представлены в таблице 16. Для сравнения в ней содержатся данные **ИК-спектрального анализа этой же пробы**, проведенного в ЦИСЭ.

**Таблица 16**

Организация исполнитель	ЦИСЭ		ПКОП
Дата проведения анализов	17.01.2017 г.		28.04.2017 г.
Метод определения группового углеводородного состава	ИК-спектральный анализ		ГОСТ Р 52714-2007
Н-алканы	Полосы поглощения (п.п.)	Идентификация п.п.	34,97%
	724 см <sup>-1</sup>	Колебания С-С-связи скелета н-алканов	
Изо-алканы	1378 – 1460 см <sup>-1</sup> 2870 – 2957 см <sup>-1</sup>	Деформационные валентные колебания С-Н-связи метильных	32,41%

Нафтеновые углеводороды	не определяются	и метиленовых групп Нафтеновые структуры по ИК-спектрам <b>не выявляются</b> [8, стр. 138]	28,70%
Ароматические углеводороды	966 см <sup>-1</sup> (слабые п.п.)	Внеплоскостные деформационные колебания в молекулах ароматических углеводородов	2,82%
Олефиновые углеводороды	не определены	Количество олефиновых углеводородов в образце меньше чувствительности их определения методом ИК-спектроскопии	0,03%
Сумма неидентифицированных углеводородов	не определялась	не определялась	1,07%

Данные двух методов очень хорошо согласуются между собой. Отличие состоит лишь в том, что **ИК-спектральный** метод **не позволяет** определить наличие **нафтенных** углеводородов, а концентрация **олефинов** в бензине-растворителе находится **ниже чувствительности ИК-спектрального** анализа.

Следует отметить, что непредельные углеводороды (олефины) в нефти не содержатся, а в нефтепродуктах появляются в результате различных термических процессов нефтепереработки [7, стр.107]. Максимальная температура атмосферной ректификации составляет 360°C, поэтому образование олефинов за счет термического дегидрирования парафиновых углеводородов происходит в очень незначительной степени (0,03%).

По данным таблицы 16 суммарное содержание **парафинов** (алканов) нормального и изостроения в бензине-растворителе составляет **67,38%**, а **нафтен** (циклоалканов) - **28,70%**. Следовательно, бензиновая фракция была получена при атмосферной ректификации нефти или смеси нефтей **парафино-нафтенного** ряда.

В связи с тем, что ИК-спектральным методом установлена идентичность углеводородного состава всех образцов из резервуаров ТОО «Актобе нефтепереработка» (таблица 15), то **вывод об углеводородном составе бензина-растворителя** относится также к **другим нефтепродуктам и нефтям**, хранящимся в этих резервуарах.



### 3. Экспертиза результатов определения физико-химических характеристик проб из вагонов-цистерн

Исследование углеводородного состава образцов из вагонов-цистерн:

- №51339497;

- №54095229;

- №54597430;

- №73074213

проведено с 12 по 26.12 2016 года в Институте судебной экспертизы по Южно-Казахстанской области методом газовой хроматографии с масс-спектрометрическим детектированием на хроматографе «Agilent 6890 N» с детектором «Agilent 5975C» и программным обеспечением MSDChemStation при сопоставлении полученных масс-спектров с библиотечными (NIST05).

Аналогичный метод использовался в Центральном институте судебной экспертизы для определения углеводородного состава проб из резервуаров ТОО «Актобе нефтепереработка», но идентификация масс-спектров проводилась по калибровочным образцам смеси нормальных алканов C5-C40.

Следует отметить, что метод хроматомасс-спектрометрии позволяет разделять анализируемую пробу на компоненты с их масс-спектрометрической идентификацией и определять их количество и структуру углеводородов /8,стр.135/.

В заключении эксперта из Института судебной экспертизы по Южно-Казахстанской области не представлены конкретные результаты анализа, а сделан общий вывод о том, что все образцы из вагонов-цистерн представляют собой:

- смесь нормальных и изопарафинов с длиной цепи от 7 до 27 атомов углерода;

- для всех характерны два углеводородных максимума с высоким содержанием бензиновой и остаточной фракций;

- углеводородный максимум бензиновой фракции соответствует нормальным парафинам C7-C8;

- углеводородный максимум остаточной фракции соответствует нормальным парафинам C19-C24.

Данные по структурно-типовому углеводородному составу образцов из вагонов-цистерн очень хорошо согласуются с результатами определения углеводородного состава продуктов из резервуаров ТОО «Актобе нефтепереработка» (таблица 14), и позволяют сделать вывод о том, что все нефтепродукты, хранящиеся как в № РВС 5, № РВС 7, № РВС 11, № РВС 13 ТОО «Актобе нефтепереработка», так и в вагонах цистернах №51339497; №54095229; №54597430; №73074213 получены при переработке нефти или смеси нефтей, которые хранились в № РВС 10, № РВС 12, № РВС 14, идентичного этим нефтепродуктам углеводородного состава.

Установить генетическую связь между образцами нефти с месторождений «Акжар Восточный», «Сагиз Западный», «Копа», «Северный Карамандыбас» и пробами из резервуара № РВС16 и вагона-цистерны №54597430 пытались в лаборатории геохимических исследований нефти, воды и пород ТОО «КаспийМунайГаз».

Исследования проводились хроматомасс-спектрометрическим биомаркерным анализом на газовом хроматографе «Agilent 7890 В» с масс-детектором ГХ-МС для определения структуры углеводородов и масс-селективным тройным разделителем по массе ГХ-МСМС для определения биомаркеров насыщенных углеводородов в двух фракциях нефти (калибровочные образцы) и аналогичных фракциях исследуемых проб.

В заключении эксперта содержатся непонятные и противоречивые выводы:

- о составе образцов из вагона-цистерны и РВС 16 как смеси сырой нефти с легкой фракцией или газовым конденсатом на основании хроматографических пиков, относящихся к метилдиамандам и С27-С29 стеранам (биомаркерам насыщенных углеводородов);

- об отсутствии генетической связи между нефтями различных месторождений, в том числе месторождения «Копа» и пробами из резервуара № РВС16 и вагона-цистерны вследствие схожести образцов между собой;

- одновременно утверждается, что по биомаркерному составу нефть месторождения «Копа» и пробы из № РВС 16 и вагона-цистерны близки между собой, а нефти месторождений «Акжар Восточный», «Сагиз Западный», «Северный Карамандыбас» и «Жангурши» находятся далеко друг от друга.

Следует отметить, что применение геохимического биомаркерного анализа не годится для определения структурно-типового состава углеводородов и установления идентичности в происхождении анализируемых проб.

Биологические маркирующие соединения (биомаркеры) свидетельствуют о биогенной (из органического вещества) природе образования нефти /8,стр.48/. Нефть является сочетанием единых по генезису двух групп соединений /8,стр.43/:

1) с унаследованной структурой молекул исходного органического вещества которые подверглись небольшим превращениям на стадиях нефтеобразования и сохранили основной скелет биомолекул (биомаркеры);

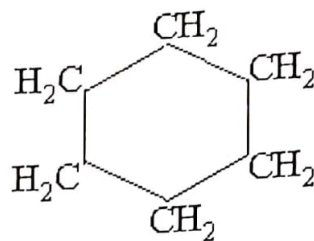
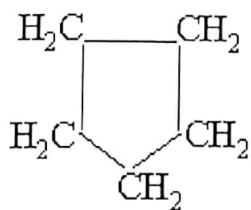
2) продукты глубоких превращений органических веществ с образованием соединений, не свойственных биологическим системам (алканов, циклоалканов, аренов).

Парафиновые углеводороды (алканы, алифатические) имеют формулу  $C_nH_{2n+2}$

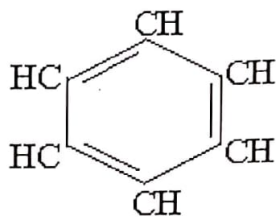


Рис.2.1. Структурные схемы метана и этана

**Нафтеновые** (циклоалкановые, алициклические) углеводороды ( $C_nH_{2n}$ ) имеют циклическое строение:

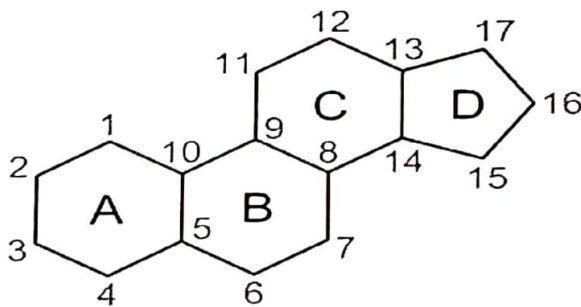


**Ароматические** углеводороды - **арены** ( $C_nH_n$ ) имеют вид кольца с ненасыщенными связями углерода:



**Реликтовые углеводороды** нефтей (**биомаркеры**, биометки) или хемофоссилии могут быть разбиты на две основные группы:

- изопреноидного типа - **алифатические** соединения, имеющие n-алкильные или слаборазветвленные цепи (n-алканы, 12- и 13-метилалканы и др.);
- изопреноидного типа, как **алифатического**, так и **алициклического**, с числом циклов в молекуле от одного до пяти (изопренаны, стераны, терпаны).



**Стераны** являются важнейшими реликтовыми углеводородами нефтей. В условиях **диа- и катагенеза в земной коре** стераны претерпевают сложное постепенное изменение конфигурации нескольких хиральных центров. Эта эпимеризация позволяет оценить степень **катагенетического созревания биоорганических молекул** до нефтяного уровня, и **прогнозировать** возможности нахождения залежей нефти в конкретных регионах. Поэтому стераны, наряду с терпанами, являются наиболее широко применяемыми для **геохимических реконструкций биометками** /9/.

От **условий** нефтеобразования (температуры, наличия природных катализаторов в окружающих месторождение породах) зависит структурно-типовой **углеводородный** состав нефтей, образовавшихся из **органического вещества** одной природы. Поэтому **доказательством** происхождения нефтепродуктов из конкретных нефтей может быть только идентичность **углеводородного состава** нефтепродукта и нефти, но не наличие в ней биомаркеров.

В таблицах 17–21 представлены результаты испытаний проб из **вагонов-цистерн**, проведенные в:

- ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (ПКОП),
- лаборатории предприятия ГНПС «Кенкияк» АқНУ ЗФ АО «КазТрансОйл» (КазТрансОйл),
- ТОО «Независимый центр экспертизы нефтепродуктов «ORGANIC» (НЦЭН).

Таблица 17 Сравнительный анализ образца из вагона-цистерны №51339497

Происхождение образца	Протокол испытаний №391/2016	Вагон-цистерна «Женкьяк»	Объединенная проба (бензин, судовое топл., нефть)	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна (низ)	Арбитражная проба вагона-цистерны	«Актобе нефтепереработка» смесь «Композит»
Организация исполнитель	«Актобе нефтепереработка»	«Женкьяк»	«Женкьяк»	ПКОП	ПКОП	ПКОП	ИЦЭН	ИЦЭН	ИЦЭН
Дата проведения испытаний	03.10.2016 г.	05.03.2017 г.	15.03.2017 г.	09.12.2016 г.	25.04.2017 г.	12.05.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	826,9	828,0	827,7	828,9	не опред.	830,7	829,6	829,2	828,6
Содержание серы, % масс.	0,087	0,148	0,06	0,17	0,16	не опред.	0,154	0,154	0,147
Содержание воды, % масс.	0,09	не опред.	0,03	не опред.	не опред.	не опред.	отс.	отс.	отс.
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	39,07	не опред.	0,0011	22,93	не опред.	не опред.	19,33	45,11	38,66
Содержание механических примесей, % масс.	0,040	не опред.	0,011	0,029	не опред.	не опред.	0,0055	0,0053	0,0049
Температура застывания, °С	минус 26	минус 6	минус 18	не опред.	не опред.	не опред.	минус 6	минус 5	минус 5
Фракционный состав									
ТНК	94°C	48,9°C	46°C	не опред.	46°C	45°C	72°C	62°C	63°C
выход (% об.) при:									
100°C	0	не опред.	16	не опред.	19	17	12	15,5	16,2
120°C	3	не опред.	не опред.	не опред.	24	23	18	21,5	21,5
150°C	7	не опред.	26	не опред.	28	27	22	25	25
160°C	11,5	не опред.	не опред.	не опред.	29	28	25	28	28
180°C	16,5	не опред.	не опред.	не опред.	31	29	26	29	28,5
200°C	21,5	30,9	27	не опред.	32	30	28	30	29,5
220°C	26,5	не опред.	не опред.	не опред.	32	30	29	30	30
240°C	31,5	не опред.	не опред.	не опред.	32	31	29	31	31
260°C	36	не опред.	не опред.	не опред.	33	31	29	31	31
280°C	41,5	не опред.	не опред.	не опред.	34	32	29	32	32
300°C	48	34,0	31	не опред.	36	33	30	33	34
320°C	52,5	не опред.	не опред.	не опред.	38	36	34	37	36
340°C	57	не опред.	41	не опред.	44	43	39	42	41,5
350°C	не опред.	не опред.	45	не опред.	51	53	не опред.	не опред.	не опред.
360°C	67,5	не опред.	57	не опред.	не опред.	не опред.	50	51	50

**Таблица 18 Сравнительный анализ образца из вагона-цистерны №540952229**

Пронхождение образца	Протокол испытаний №391/2016	Вагон-цистерна	Объединенная проба (бензин, судовое топливо, нефть)	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	«Актобе нефтесерер аботка» смесь «Ойл Бленд»	Вагон-цистерна (низ)	Арбитражная проба вагона-цистерны	«Актобе нефтесерер аботка» смесь «Композит»
Организация исполнитель	«Актобе нефтесерер аботка»	«Кенкияк»	«Кенкияк»	ПКОП	ПКОП	ПКОП	ПКОП	ПКОП	НЦЭН	НЦЭН	НЦЭН
Дата проведения испытаний	03.10.2016 г.	05.03.2017 г.	15.03.2017 г.	09.12.2016 г.	25.04.2017 г.	12.05.2017 г.	25.04.2017 г.	25.04.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	826,9	831,0	827,7	828,9	не опред.	829,6	не опред.	не опред.	828,6	828,2	828,6
Содержание серы, % масс.	0,087	0,150	0,06	0,16	не опред.	не опред.	0,06	0,06	0,158	0,139	0,147
Содержание воды, % масс.	0,09	не опред.	0,03	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	отс.	отс.	отс.
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	39,07	не опред.	0,0011	22,93	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	12,89	16,75	38,66
Содержание механических примесей, % масс.	0,040	не опред.	0,011	0,029	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,0054	0,0054	0,0049
Температура застывания, °С	минус 26	минус 6	минус 18	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	минус 5	минус 6	минус 5
Фракционный состав											
ТНК	94°C	56,5°C	46°C	не опред.	48°C	43°C	50°C	50°C	69°C	57°C	63°C
выход (% об.) при:											
100°C	0	не опред.	16	не опред.	18	17	17	17	13	17	16,2
120°C	3	не опред.	не опред.	не опред.	23	23	23	23	20	23	21,5
150°C	7	не опред.	26	не опред.	27	27	27	27	23	26	25
160°C	11,5	не опред.	не опред.	не опред.	28	28	28	28	25	28,5	28
180°C	16,5	не опред.	не опред.	не опред.	29	29	29	29	26	30	28,5
200°C	21,5	30,3	27	не опред.	30	30	30	30	27	30,5	29,5
220°C	26,5	не опред.	не опред.	не опред.	31	30	30	30	28	31	30
240°C	31,5	не опред.	не опред.	не опред.	31	30	31	31	29	31	31
260°C	36	не опред.	не опред.	не опред.	31	31	31	31	30	32	31
280°C	41,5	не опред.	не опред.	не опред.	32	32	32	32	30	33	32
300°C	48	33,6	31	не опред.	34	34	33	33	31	34	34
320°C	52,5	не опред.	не опред.	не опред.	37	36	36	36	34	36	36
340°C	57	не опред.	41	не опред.	41	41	43	43	39	42	41,5
350°C	не опред.	не опред.	45	не опред.	44	46	53	53	не опред.	не опред.	не опред.
360°C	67,5	не опред.	57	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	50	52	50

Таблица 19 Сравнительный анализ образца из вагона-цистерны №54597430

Происхождение образца	Протокол испытаний №391/2016	Вагон-цистерна «Кенкияк»	Объединенная проба (бензин, судовое топливо, нефть)	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна (низ)	Арбитражная проба вагона-цистерны	«Актобе нефтелерер аботка» смесь «Композит»
Организация исполнитель	«Актобе нефтелерер аботка»	«Кенкияк»	«Кенкияк»	ПКОП	ПКОП	ПКОП	ПКОП	ПКОП	НЦЭН	НЦЭН	НЦЭН
Дата проведения испытаний	03.10.2016 г.	05.03.2017 г.	15.03.2017 г.	09.12.2016 г.	25.04.2017 г.	12.05.2017 г.	25.04.2017 г.	25.04.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	826,9	829,5	827,7	829,1	не опред.	830,6	не опред.	не опред.	828,9	828,2	828,6
Содержание серы, % масс.	0,087	0,155	0,06	0,17	0,16	не опред.	0,06	0,06	0,152	0,149	0,147
Содержание воды, % масс.	0,09	не опред.	0,03	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	отс.	отс.	отс.
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	39,07	не опред.	0,0011	23,54	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	33,51	38,66	38,66
Содержание механических примесей, % масс.	0,040	не опред.	0,011	0,025	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,0053	0,0050	0,0049
Температура застывания, °C	минус 26	минус 6	минус 18	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	минус 7	минус 6	минус 5
Фракционный состав											
ТНК	94°C	58,5°C	46°C	не опред.	49°C	43°C	50°C	72°C	68°C		63°C
выход (% об.) при:											
100°C	0	не опред.	16	не опред.	18	18	17	14	15		16,2
120°C	3	не опред.	не опред.	не опред.	23	24	23	21	21,5		21,5
150°C	7	не опред.	26	не опред.	27	28	27	24	25,5		25
160°C	11,5	не опред.	не опред.	не опред.	28	29	28	26,5	29		28
180°C	16,5	не опред.	не опред.	не опред.	29	30	29	28	30		28,5
200°C	21,5	30,6	27	не опред.	30	31	30	29	30,5		29,5
220°C	26,5	не опред.	не опред.	не опред.	31	31	30	30	30,5		30
240°C	31,5	не опред.	не опред.	не опред.	31	32	31	31,5	31		31
260°C	36	не опред.	не опред.	не опред.	32	32	31	32,5	31,5		31
280°C	41,5	не опред.	не опред.	не опред.	33	33	32	33	32		32
300°C	48	33,7	31	не опред.	35	35	33	34	32		32
320°C	52,5	не опред.	не опред.	не опред.	37	37	36	34	34,5		34
340°C	57	не опред.	41	не опред.	43	43	36	36	37		36
350°C	не опред.	не опред.	45	не опред.	49	45	43	41	43,5		41,5
360°C	67,5	не опред.	57	не опред.	не опред.	45	53	не опред.	не опред.		не опред.
					не опред.	не опред.	не опред.	50	не опред.	52	50

**Таблица 20** Сравнительный анализ образца из вагона-цистерны №73074213

Пронхождение образца	Протокол испытаний №391/2016	Вагон-цистерна «Кенкияк»	Объединенная проба (бензин, судовое топливо, нефть)	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	Вагон-цистерна	«Актобе нефтелерер аботка» смесь «Ойл Бленд»	Вагон-цистерна (низ)	Арбитражная проба вагона-цистерны	«Актобе нефтелерер аботка» смесь «Композит»
Организация исполнитель	«Актобе нефтелерер аботка»	«Кенкияк»	«Кенкияк»	ПКОП	ПКОП	ПКОП	ПКОП	ПКОП	НЦЭН	НЦЭН	НЦЭН
Дата проведения испытаний	03.10.2016 г.	05.03.2017 г.	15.03.2017 г.	09.12.2016 г.	25.04.2017 г.	12.05.2017 г.	25.04.2017 г.	25.04.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	826,9	829,3	827,7	828,9	не опред.	831,7	не опред.	не опред.	829,9	828,6	828,6
Содержание серы, % масс.	0,087	0,151	0,06	0,17	0,16	не опред.	не опред.	0,06	0,157	0,153	0,147
Содержание воды, % масс.	0,09	не опред.	0,03	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	огс.	огс.	огс.
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	39,07	не опред.	0,0011	22,93	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	6,44	38,66	38,66
Содержание механических примесей, % масс.	0,040	не опред.	0,011	0,026	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	0,0049	0,0047	0,0049
Температура застывания, °C	минус 26	минус 6	минус 18	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	минус 7	минус 7	минус 5
Фракционный состав											
ТНК	94°C	49,5°C	46°C	не опред.	43°C	43°C	50°C	57°C	60°C	57°C	63°C
выход (% об.) при:											
100°C	0	не опред.	16	не опред.	18	18	17	17	17	16,5	16,2
120°C	3	не опред.	не опред.	не опред.	24	23	23	23	24	22	21,5
150°C	7	не опред.	26	не опред.	28	27	27	27	26,5	25	25
160°C	11,5	не опред.	не опред.	не опред.	29	28	28	28	28	28	28
180°C	16,5	не опред.	не опред.	не опред.	31	29	29	29	30	30	28,5
200°C	21,5	31,1	27	не опред.	31	30	30	30	32	30	29,5
220°C	26,5	не опред.	не опред.	не опред.	31	30	30	30	32	30	30
240°C	31,5	не опред.	не опред.	не опред.	31	30	31	31	33	31	31
260°C	36	не опред.	не опред.	не опред.	33	31	31	31	33,5	31,5	31
280°C	41,5	не опред.	не опред.	не опред.	34	32	32	32	35	32	32
300°C	48	35,2	31	не опред.	35	34	33	33	37	34	34
320°C	52,5	не опред.	не опред.	не опред.	37	36	36	36	41	37	36
340°C	57	не опред.	41	не опред.	41	41	43	43	48	42,5	41,5
350°C	не опред.	не опред.	45	не опред.	44	43	53	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.
360°C	67,5	не опред.	57	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	54	52	50



Таблица 21 Сравнительный анализ образца из вагона-цистерны №54597075

Происхождение образца	Протокол испытаний №391/2016	«Актобе нефтепереработка» смесь «Ойл Бленд»	Вагон-цистерна (низ)	«Актобе нефтепереработка» смесь «Композит»
Организация исполнитель	«Актобе нефтепереработка»	ПКОП	НЦЭН	НЦЭН
Дата проведения испытаний	03.10.2016 г.	25.04.2017 г.	05.09.2017 г.	05.09.2017 г.
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	826,9	не определена	829,2	828,6
Содержание серы, % масс.	0,087	0,06	0,139	0,147
Содержание воды, % масс.	0,09	не определено	отс.	отс.
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	39,07	не определено	12,89	38,66
Содержание механических примесей, % масс.	0,040	не определено	0,0050	0,0049
Температура застывания, °С	минус 26	не определена	минус 7	минус 5
Фракционный состав				
ТНК	94°C	50°C	57°C	63°C
выход (% об.) при:				
100°C	0	17	17	16,2
120°C	3	23	22,5	21,5
150°C	7	27	26	25
160°C	11,5	28	28	28
180°C	16,5	29	28	28,5
200°C	21,5	30	29	29,5
220°C	26,5	30	30	30
240°C	31,5	31	31	31
260°C	36	31	31,5	31
280°C	41,5	32	32	32
300°C	48	33	35	34
320°C	52,5	36	38	36
340°C	57	43	41	41,5
350°C	не определен	53	не определен	не определен
360°C	67,5	не определен	52	50

Образцы из **всех вагонов-цистерн** имеют **одинаковую плотность и фракционный состав**. Наличие двух максимумов установлено как хроматомасс-спектрометрическим методом в Институте судебной экспертизы по Южно-Казахстанской области (см. стр. 32 настоящего Заключения), так и по фракционному составу (см. таблицы 17-21 настоящего Заключения):

первый - для углеводородов C7-C8, с максимумом их выкипания при 100-150°C;

второй - углеводородный максимум соответствует нормальным парафинам C19-C24 (см. стр. 32 настоящего Заключения) с интервалом выкипания 320-360°C (см. таблицы 17-21 настоящего Заключения).

Это, наряду с **идентичностью их углеводородных составов**, определенной в Институте судебной экспертизы по Южно-Казахстанской области методом газовой хроматографии с масс-спектрометрическим детектированием, свидетельствует об **одном и том же сырьевом источнике** их получения.

Для всех образцов установлено:

- совпадение с характеристиками композитов, аналогичных смеси «Oil Blend» (арбитражные и композитные пробы вагонов-цистерн, проанализированы ТОО «Независимый центр экспертизы нефтепродуктов «ORGANIC», а объединенные пробы – в АО «КазТрансОйл»):

- отсутствие воды;

- отсутствие фракции, выкипающей в интервале 200°C - 260°C.

Причиной этого является:

- **обезвоживание** нефтяного сырья на **ЭЛОУ**;

- извлечение из него при **атмосферной ректификации** вышеуказанной (выкипающей при 200-260°C) части фракции легкого газойля.

Это свидетельствует о том, что в вагонах цистернах находится смесь углеводородов, полученных в результате первичной переработки нефти или смеси нефтей.

Сравнительный анализ, проведенный для:

- образцов из вагонов-цистерн;

- нефтей различных месторождений;

- смесей нефтей,

показал (таблица 22), что **нефти и их смеси** по содержанию:

- воды;

- фракции, выкипающей в интервале 200°C – 260°C,

**не соответствуют** составу образцов из **вагонов-цистерн (В-Ц)**, следовательно **не могут быть продуктами**, отправленными ТОО «Актобе нефтепереработка» (ТОО «АН») потребителю как смесь нефтепродуктов «Oil Blend».

Таблица 22

Организация исполнитель	Фракция (% об.) 200°С-260°С		Содержание воды, % масс	
	НЦЭН	ПКОП	НЦЭН	ПКОП
<b>В-Ц</b> №51339497	0	1	0	не опред.
<b>В-Ц</b> №54095229	0	0	0	не опред.
<b>В-Ц</b> №54597430	0	0	0	не опред.
<b>В-Ц</b> №73074213	1	0	0	не опред.
Организация исполнитель	ТОО «АН»	АНПЗ	ТОО «АН»	АНПЗ
<b>нефть</b> «Акжар Восточный»	11	11	0,7	0,6
<b>нефть</b> «Жана Макат»	10	нет данных	0,067	нет данных
<b>нефть</b> «Сагиз Западный»	10,5	13,5	0,03	0,03
<b>нефть</b> «Кызылжар Восточный»	10	12,5	0,03	0,03
<b>смесь нефтей</b> «Жана Макат» «Сагиз Западный» «Кызылжар Восточный»	8,5	нет данных	0,03	нет данных
<b>смесь нефтей</b> «Жана Макат» «Кызылжар Восточный»	10	нет данных	не опред.	нет данных
<b>нефть</b> «Жангурши»	2 (200°С – 250°С)	нет данных	0,6	нет данных
<b>смесь нефти</b> «Жангурши» с бензином растворит.	2,5 (200°С – 250°С)	нет данных	1,2	нет данных

Следовательно, в вагонах-цистернах хранятся нефтепродукты, а не смесь сырых или товарных нефтей с легкими фракциями.

## ВЫВОДЫ

1. В вагонах-цистернах №51339497; №54095229; №54597430; №73074213 содержатся продукты первичной переработки нефти, близкие по составу к смеси нефтепродуктов «Oil Blend».

2. Образцы из резервуаров ТОО «Актобе нефтепереработка» и вагонов-цистерн №51339497; №54095229; №54597430; №73074213 содержат углеводороды одинакового типа, а значит получены из одного и того же нефтяного сырья.

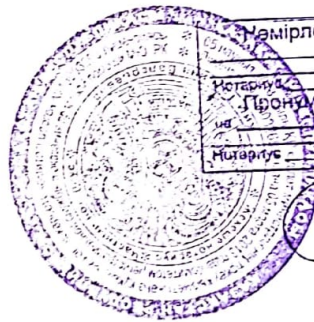
Специалист,  
д.х.н., профессор



Ибраева Р.Х.

11 ОКТ 2018

20\_\_ г. Я. Ким. Т.В.  
нотариус города Алматы, действующий на основании гос. лицензии  
№ 13000254 от 16.01.2014 г. введённой Комитетом регистрационной службы и оказания  
правовых услуг М.Ю.Р., свидетелем двух лиц личность подписи  
г.р. Чориншовой Асетжан  
Абасовичева  
которая сделана в моем присутствии. Личность, подписавшего  
документ установлена, дееспособность проверена  
Зарегистрирована в реестре за № 4633  
Сумма, уплаченная нотариусу 1875 тенге



Измерен и пронумерован  
Метриум 1875 парақта  
Пронумеровано и прошнуровано  
Метриум \_\_\_\_\_ страниц

