

«Утверждаю»  
проректор по научной работе,  
профессор  
А.В. Мурадов  
«05» 08 2018 г.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Федерального государственного автономного образовательного учреждения  
высшего образования «Российский государственный университет  
нефти и газа (национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина»  
по адвокатскому запросу № 721-2 от 30 июля 2018 года

На основании изучения представленных в адвокатском запросе документов, считаем возможным дать следующие ответы на поставленные в нем вопросы:

1. *Является ли сырой нефтью искусственно полученная смесь углеводородов, компаундированная из: бензина-растворителя – 27,73 % массовых; судового топлива – 16,41 % массовых; мазута – 55,86 % массовых?*

Приведенная смесь не является сырой нефтью. Сырой нефтью является смесь углеводородов, гетероатомных и высокомолекулярных соединений (смола и асфальтенов), отбираемая, как правило, на устье добывающей скважины. Может содержать растворенный попутный газ, пластовую воду (как таковую, так и в виде водо-нефтяной эмульсии) с растворенными солями и механические примеси. Приведенная смесь является смесью продуктов переработки нефти.

2. *Что из себя представляет процесс частичной переработки нефти?*

Понятие «частичная переработка нефти» нам неизвестно. Существуют первичная переработка нефти и вторичная. Первая, как правило, не сопровождается химическими превращениями соединений нефти. Сюда относят обезвоживание и обессоливание нефти и ее ректификацию путем разогрева до 360 градусов Цельсия (атмосферная и вакуумная). Вторая сопровождается процессами химических превращений нефтяных соединений.

3. *Характерны ли для нефти следующие физические характеристики, отраженные в Приложениях 1, 4, 5?*

Как известно, одним из основных свойств углеводородов нефти, в том числе углеводородов-биомаркеров, составляющих основную часть нефти,

является гомологичность – углеводороды в нефти присутствуют в виде серий гомологов. Это связано с процессами образования и преобразования в течение геологического времени нефтяных углеводородов. Таким образом, при определении фракционного состава нефти должны наблюдаться постоянный прирост количества отгоняющихся углеводородов при соответствующем росте температуры кипения. Этому противоречат данные, представленные в Таблице 1 Приложения 4 и Таблице 1 Приложения 5, из которых видно, что в пределах температур выкипания 180–240°C (соответствующих керосиновой фракции) во всех изученных образцах ничего не отгоняется. Можно сделать вывод, что указанная фракция в образцах отсутствует, из чего следует, что анализируемые продукты нефтью не являются.

Вывод об отсутствии в исследуемых пробах керосиновой фракции подтверждается также и в заключении эксперта № 4839 (Приложение 1), в котором, к сожалению, отсутствует фактический материал.

Следует отметить, что не наблюдается существенных отличий фракционного состава в одноименных пробах, проанализированных 25.04.2017 (Приложение 4) и 12.05.2017 (Приложение 5), имеющиеся расхождения связаны с погрешностью метода анализа.

*4. Известно ли Вам о существовании в природе нефтей с таким фракционным составом, в котором как бензиновая, так и остаточная фракции одновременно и в несколько раз преобладают по выходу над керосино-газойлевой фракцией?*

*Если таковые нефти существуют в природе, просим Вас предоставить сведения о месторождении такой нефти и его территориальном расположении.*

Нефти, где преобладают как фракции легких углеводородов, так и тяжелых, в природе встречаются. При анализе методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ) или хроматомасс-спектрометрии (ХМС) это проявляется в виде бимодального распределения на хроматограмме или масс-хроматограмме. Однако в данном случае мы имеем не «преобладание» бензиновой и дизельной фракций и мазута над керосиновой, а полное отсутствие последней. Как было сказано выше, нефти такого состава нам не известны.

*5. Исходя из представленных материалов, укажите, в чем заключаются сходство и различие между содержимым резервуаров вертикальных стальных (РВС) №№ 12, 14, 16 (Приложение 2, 3) и содержимого вагонов-цистерн №№ 51339497; 73074212; 54095229; 54597430 (Приложение 1, 4, 5)?*

По результатам определения фракционного состава методом симулированной дистилляции, образцы, отобранные из РВС № 14 и 16 очень близки и отличаются от образца, отобранного из РВС № 12 (Приложение 2). Эти выводы подтверждаются и при анализе данных по фракционному составу,



полученных по ГОСТ 2177-99 (Приложение 3). Причем, как видно из данных Приложений 2 и 3, в исследуемых продуктах присутствуют все фракции нефтепродуктов – бензиновая, керосиновая, дизельная и мазут. В то же время, как было указано выше, в содержимом вагонов-цистерн (Приложения 1, 4, 5) керосиновая фракция отсутствует.

*6. По каким характеристикам отличается содержимое вагонов-цистерн №№ 51339497; 73074212; 54095229; 54597430 (Приложение 4, 5) от смеси сырой нефти с месторождения «Жангурши» с бензином-растворителем (Приложение 6, 7, 8)?*

Как следует из Приложения 6, нефтя представляет собой фракцию, выкипающую в пределах 32–149°C.

Как следует из Приложения 7, нефть месторождения Жангурши тяжелая и имеет температуру начала кипения 230°C (Таблица 1).

Как следует из Приложения 8, определению фракционного состава были подвергнуты смеси нефти месторождения Жангурши и нефти с содержанием нефти 43 и 42 %, соответственно (Таблица 1).

Исходя из вышеизложенных фактов, для смесей нефти месторождения Жангурши с нефтью:

- температура начала кипения должна составлять 32°C,
- до 150°C должно быть получено 43 и 42 мл отгона, соответственно,
- выше 230°C должно быть получено 57 и 58 мл отгона (вместе с остатком от перегонки), соответственно,
- в диапазоне температур кипения 150–230°C отгон должен отсутствовать.

Как видно из данных Таблицы 1 Приложения 8, для смесей нефти месторождения Жангурши с нефтью в соотношениях 57:43 и 58:42:

- температура начала кипения составляет 59 и 60°C, соответственно,
- до 150°C получено 22 и 18 мл отгона, соответственно,
- выше 230°C получено 73 и 77 мл отгона (вместе с остатком от перегонки), соответственно,
- в диапазоне температур кипения 150–230°C отгон составляет по 5 мл в случае каждой смеси.

Таким образом, можно заключить, что продукты, именуемые как смеси нефти месторождения Жангурши и нефти в указанных выше соотношениях (Приложение 8) не могли быть получены при смешении нефти (Приложение 6) и нефти месторождения Жангурши (Приложение 7).

Также можно заключить, что продукты, данные которых приведены в Приложении 7, по фракционному составу не соответствуют содержимому вагонов-цистерн №№ 51339497; 73074212; 54095229; 54597430 (Приложение 4, 5).

7. *Что такое биомаркеры? Обязательно ли содержание биомаркеров в нефти и продуктах первичной (атмосферной) переработки нефти?*

Биомаркеры – это соединения, сохранившие черты строения исходных биомолекул, из которых образовались нефтяные углеводороды. Основными свойствами биомаркеров является гомологичность и высокая концентрация в нефтях. Так как в процессе первичной переработки нефти (ректификации), в основном, не происходит химических превращений нефтяных соединений, то биомаркеры остаются в продуктах перегонки – нефтяных фракциях.

8. *О чем свидетельствует отсутствие биомаркеров в вагонах-цистернах №№ 51339497; 73074212; 54095229, а также образцах нефти, обозначенных в Заключении специалиста от 29 августа 2017 года, как «Аман середина», «Кона низ», «Сев Карамандыбас верх» (Приложение 9)?*

В нефтях, конденсатах и рассеянном органическом веществе пород биомаркеры отсутствовать не могут. Этот факт противоречит господствующей осадочно-миграционной (биогенной) гипотезе происхождения нефти, достоверность основных положений которой в настоящее время оспорить трудно. В некоторых сильно преобразованных нефтях могут отсутствовать (присутствовать в следовых количествах) высокомолекулярные углеводороды-биомаркеры и в этом случае их распределение малоинформативно. Однако, как показали наши исследования, в таком случае можно опираться на закономерности распределения углеводородов алмазоподобного строения, а также легких углеводородов.

Заключение об отсутствии биомаркеров в трех цистернах из четырех противоречит также и заключению эксперта № 4839, который указал, что все образцы представляют собой близкие по составу и свойствам продукты.

9. *Относятся ли метилдиамандоиды к биомаркерам?*

Понятие «метилдиамандоиды», по нашему мнению, употреблять некорректно, т.к. неясно, что под ним подразумевается.

Существует класс, так называемых, адамантаноидов или углеводородов алмазоподобного (каркасного) строения. Родоначальником класса является адамантан  $C_{10}H_{14}$ , его аналогом является следующий член – диамантан  $C_{14}H_{20}$  и т.д. У каждого из них есть гомологи – метиладамантаны, этиладамантаны, диметиладамантаны, триметиладамантаны, метилдиамантаны и т.д. Адамантаноиды не являются биомаркерами, т.к. в исходном биосинтезируемом веществе такие структуры не найдены.



Следует отметить, что делать выводы о генетической связи или различии нефтей, нефтепродуктов, их происхождении и т.п., основываясь только на результатах определения фракционного состава, содержания серы и плотности невозможно. В настоящее время самым надежным и наиболее информативным способом генетической корреляции нефтей и нефтепродуктов, выявления источников разливов нефтей/нефтепродуктов и т.д. является исследование их углеводородного состава на молекулярном уровне методами ГЖХ и ХМС. На основании закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров и углеводородов алмазоподобного строения можно сделать выводы о типе нефти, ее геохимической истории и литолого-фациальных условиях ее образования. Таким образом, можно устанавливать генетическое родство или различие нефтей разных месторождений, нефтей, добываемых из разных пластов одного месторождения, решать вопросы, стоящие в области поиска и разведки нефтяных и газоконденсатных месторождений, экологии топливно-энергетического комплекса и т.д. Но для максимально точного ответа на поставленные вопросы необходимо разработать методику анализа нефтей и нефтепродуктов, провести генетическую классификацию нефтей данного региона, изучить их и нефтепродукты на молекулярном уровне.

## ВЫВОДЫ

1. Описанная в вопросе № 1 смесь углеводородов сырой нефтью не является.
2. Понятие «частичная переработка нефти» нам не известно.
3. Продукт, в котором присутствуют фракции, выкипающие до 180°C и выше 240°C и отсутствует фракция, выкипающая в пределах 180–240°C, нефтью не является.
4. Нефти, в которых присутствуют бензиновая и остаточная фракции и отсутствует керосиновая фракция, нам не известны.
5. В содержимом резервуаров вертикальных стальных присутствуют все фракции углеводородов, в отличие от содержимого вагонов-цистерн, где керосиновая фракция отсутствует.
6. Продукт, именуемый как смесь нефти месторождения Жангурши и нефти, не мог быть получен их смешением. Этот продукт по фракционному составу не соответствует содержимому вагонов-цистерн.
7. Биомаркеры – это соединения, сохранившие черты строения исходных биомолекул, из которых образовались нефтяные углеводороды.
8. В нефтях, конденсатах и рассеянном органическом веществе пород биомаркеры отсутствовать не могут.
9. Понятие «метилдиамандоиды» некорректно, т.к. неясно, какие именно углеводороды под ним подразумеваются.

## Использованные источники

1. Хант Дж.М. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
2. Петров, Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 263 с.
3. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum Formation and Occurrence. – Springer-Verlag, New York, USA, 1984. – 699 p.
4. Waples D.W., Machihara T. Biomarkers for geologist. A practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology// AAPG Methods in Exploration Series 9. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists. – 1991. – 91 p.
5. Гордадзе, Г.Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопроисковой геохимии. – М.: ИГиРГИ, 2002. – 336 с.
6. Конторович, А.Э. Очерки теории нафтигонеза: Избранные статьи/ Науч. ред. д-р геол.-мин. наук С.Г. Неручев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео». – 2004. – 545 с.
7. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide, 2nd Edition. Vol. I. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. Cambridge University Press. – 2005. – 471 p; Vol. II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. Cambridge University Press, Cambridge. – 2005. – 679 p.
8. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Органическая геохимия углеводородов: Учеб. пособие для вузов: В 2 кн. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – Кн. 1. – 392 с.
9. Mansoori, G.A. Diamondoid Molecules With Application in Biomedicine, Material Science, Nanotechnology & Petroleum Science. – World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd, Singapore, 2012. – 408 p.
10. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Органическая геохимия углеводородов: Учеб. пособие для вузов: В 2 кн. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – Кн. 2. – 303 с.
11. Капустин В.М., Рудин М.Г. Химия и технология переработки нефти. – М.: Химия, 2013. – 496 с.
12. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 559 с.
13. Гируц М.В., Гордадзе Г.Н. Химия и геохимия углеводородов алмазоподобного строения. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – 221 с.

Доктор химических наук,  
доцент кафедры органической химии  
и химии нефти



Гируц М.В.

09.08.2018