



к 115-летию
академика АН СССР и РАН
А.А. Трофимука



и 105-летию
заслуженного деятеля науки РСФСР
Б.С. Вышемирского

Всероссийская научная конференция АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, ГЕОХИМИИ И ГЕОФИЗИКИ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ: БАЗОВЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ТОВАРНЫЕ КАЧЕСТВА

Введение. В 60-ых годах 20 века были открыты первые крупные нефтяные, газоконденсатные и газовые месторождения Сибирской платформы (СП) и тогда же началось изучение их состава и физико-химических свойств. Наиболее значительные исследования по геохимии нефтей проведены Д.И. Дроботом, А.Э. Конторовичем, Р.Н. Пресновой, О.Ф. Стасовой, В.А. Каширцевым и др. В 60-ых годах А.А. Трофимук впервые обосновал необходимость поисков залежей нефти и газа в докембрийских горизонтах СП [1, 2], и в 1982 г. было открыто гигантское Юрубенко-Тохомское месторождение. В лабораториях СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ИГ ЯФ СО АН СССР, а также в Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН с тех пор и до наших дней происходит изучение и накопление сведений о составе и свойствах нефтей СП. Было выяснено, что нефти рифея, венда и нижнего кембрия СП легкие и средней, иногда высокой, плотности (728-878кг/м³), в основном, малосернистые (0,1-0,4%), обычно не содержат асфальтенов, смолистые и высокосмолистые (9,8-26,8%) [3-7 и др.]. В нефтях преобладают насыщенные углеводороды. Изотопный состав углерода нефтей отличается очень низкими значениями $\delta^{13}C$ (-33...-36‰). В настоящее время банк данных по Сибирской платформе (рис. 1) ИНГГ СО РАН включает 357 проб нефтей и 108 проб конденсатов и демонстрирует большее разнообразие в характеристиках нефтей и конденсатов.

Физико-химические характеристики нефтей Сибирской платформы. На рисунках 2-11 показаны характеристики нефтей и конденсатов (467 проб) из коллекторов разного возраста в регионах СП. Флюиды по ряду характеристик (плотность, концентрация серы и парафинов, выход бензиновых фракций) разделены на классы и типы согласно ГОСТ Р 51858-2020.

Плотность. В среднем большинство нефтей и конденсатов попадают по плотности (рис. 2) в тип 0 (<830 кг/м³) по ГОСТ Р 51858-2020. Более высокие (тип 1, 831-850 кг/м³) плотности зафиксированы в нефти рифея Центрально-Тунгусской (ЦТ) НГО, в нефти венда – нижнего кембрия Западно-Вилуйской (ЗВ) НГО, и в некоторых нефтях венда и нижнего Ангара-Ленской (АЛ) НГО и в кембрии Турухан-Норильского (ТН) НГР. Повышение плотности до типа 2 (851-870 кг/м³), 3 (871-895 кг/м³) и 4 (>895 кг/м³), отмечается в единичных пробах нефтей рифея и венда Байкитской (Б) НГО, венда кембрия АЛ НГО, венда Непско-Ботуобинской (НБ) НГО, кембрия Турухан-Норильского (ТН) НГР и перми Вилуйской (В) НГО, среднее значение плотности для этих нефтей не выходит за пределы типа 0. Нефти венда Присяяно-Енисейской (ПЕ) НГО относятся к типу 2. Большее количество нефтей высокой плотности (до 4 типа) локализовано в венде и кембрии НБ НГО, и в триасе и юре В НГО, их средние значения находятся в пределах типа 1, а для юры – в пределах типа 3. Тяжелые нефти НБ НГО локализованы в основном на северо-востоке.

Концентрации парафинов. Концентрации парафинов в нефтях и конденсатах в основном <6 % (рис. 3), и в большей части нефтей и конденсатов <1,5 %. Парафинистыми (>6 %) являются одна проба нефти кембрия северо-востока НБ НГО, одна проба перми В НГО и почти все нефти (11 из 15) триаса В НГО.

Выход бензиновых фракций (до 200°C). Несмотря на в основном низкую плотность, по выходу бензиновой фракции (рис. 4) к типу 0 принадлежат 181 проба нефтей и конденсатов (меньше половины), к типу 1 – 19 нефтей, к типу 2 – 61, к типам 3–4 – 189 нефтей.

Концентрации углеводородов. Флюиды в основном содержат углеводородов более 75 % (рис. 5), средние значения 86-99%, ниже 75 % углеводородов содержат в основном нефти повышенной плотности северо-востока НБ НГО – 14 проб в вендских коллекторах, 3 – в венд-нижнекембрийских, 8 – в нижнекембрийских. Насыщенных углеводородов в основном больше, чем ароматических (рис. 6). Отношение насыщенных к ароматическим ниже 1 только в 1 кембрийской нефти ЮТ НГО. Насыщенные превышают ароматические углеводороды более чем в 5 раз в ряде рифейских (10 нефтей и 2 конденсата Б НГО, 2 конденсата АЛ НГО, 1 нефть ЦТ НГО), вендских (2 нефти Б НГО, 5 нефтей и 35 конденсатов НБ НГО, 2 нефти и 12 конденсатов АЛ НГО), венд-нижнекембрийских (2 нефти НБ НГО, 1 конденсат АЛ НГО) нижнекембрийских (конденсат ТН НГР, 1 нефти и 2 конденсата НБ НГО, 5 нефтей и 2 конденсата АЛ НГО) коллекторов и в 1 нефти триаса В НГО.

Концентрации смол и асфальтенов. В основном нефти и конденсаты малосмолистые (265 проб) – концентрации смол и асфальтенов в основном и в среднем менее 10 % (рис. 7). В соответствии со снижением концентраций углеводородов, концентрации смол и асфальтенов повышены (10-20 % – смолистые, 20-35% высокосмолистые) во многих пробах НБ НГО (60 проб в вендских коллекторах, 17 – в венд-нижнекембрийских, 29 – в нижнекембрийских), а также в некоторых пробах Б НГО (3 пробы), ЮТ НГО (5 проб), АЛ НГО (1 проба) и В НГО (3 пробы). Несколько проб НБ НГО имеют концентрацию смол и асфальтенов >35% (то есть это уже скорее битумы), это пробы Среднеботуобинского, Тас-Юряхского и Верхнечонского месторождений (5 проб в вендских коллекторах, 6 – в нижнекембрийских). Фракция в основном представлена смолами. В 151 пробе (из 405) асфальтены не обнаружены. В остальных смолы значительно превышают асфальтены по концентрации (рис. 8). В десять и менее раз это превышение фиксируется в 9 рифейских Б НГО, в 50 вендских НБ НГО, 1 венд-нижний кембрий ЗВ НГО, 12 венд-нижний кембрий НБ НГО, 23 нижний кембрий НБ НГО, 1 триасовый и 1 юрский В НГО. В 1 пробе нижнего кембрия НБА (Даниловское месторождение), концентрации асфальтенов выше концентраций смол. В остальных 153 пробах превышение смол больше чем в 10 раз.

Изотопный состав углерода (рис. 9) нефтей и конденсатов ($\delta^{13}C$) в целом четко разделяет флюиды на террагенные (-28...-22‰) из В НГО и аквагенные (-36...-28‰) – все остальные. Лишь в нефтях венда АЛ НГО встречено значение $\delta^{13}C$ = -26,8‰, причина аномалии не ясна.

Концентрации серы. По содержанию серы (рис. 10) нефти и конденсаты относятся в основном к классу 1, малосернистые ($\leq 0,6$ %), это все нефти и конденсаты Б НГО, АЛ НГО, ЦТ НГО, ЗВ НГО и В НГО. Это нефти и конденсаты, не содержащие асфальтенов или с низким их содержанием (в среднем около 0,3 и не более 2 %) и имеющие высокий выход фракций до 200°C (в среднем около 27 %). Сернистая нефть класса 2 (0,6-1,8 %) отмечена в венде ПЕ НГО. В коллекторах НБ НГО локализованы нефти малосернистые и сернистые, и в венде-кембрии – одна высокосернистая. Сернистость нефтей НБ НГО повышена в северо-восточной части, параллельно повышается и концентрация асфальтенов до 5-9 %, вероятно эти тенденции связаны с биodeградацией. Высокие концентрации серы (2-4 классы) при низких концентрациях асфальтенов ($\leq 0,4$ %) характерны для нефтей кембрия Южно-Тунгусской (ЮТ) НГО, они являются результатом воздействия траппов на сульфатно-карбонатный коллектор и сера принадлежит меркаптановым соединениям. Вероятно, по этой же причине повышена концентрация серы в одной из проб кембрийских нефтей ТН НГР, остальные 3 пробы принадлежат 1 классу, и асфальтенов во всех этих пробах мало.

Динамическая вязкость. Нефти рифея АЛ НГО, кембрия ЮТ НГО и все конденсаты имеют незначительную вязкость (<1 мПа*с) или маловязкие (1-5 мПа*с) (рис. 11). Однако много нефтей Сибирской платформы имеют повышенную вязкость, высоковязкие и сверхвязкие. Нефти повышенной вязкости и высоковязкие наряду с нефтями низкой вязкости присутствуют в рифейских и вендских залежах Б НГО, в вендских, венд-кембрийских и нижнекембрийских АЛ НГО и в нижнекембрийских залежах ТН НГР. Нефти НБ НГО во всех трех стратиграфических уровнях содержат нефти как низкой вязкости, так и высокой, а также сверхвязкие. Нефти только повышенной вязкости отмечены в ЦТ НГО и ЗВ НГО, нефти повышенной вязкости и высоковязкие – в ПЕ НГО и юрских залежах.

В целом в изученной коллекции по плотности к типу 0 принадлежит 220 проб нефтей и конденсатов, к типу 1 – 96 нефтей, к типу 2 – 81, к типу 3 – 53, к типу 4 – 13 нефтей. По выходу бензиновой фракции к типу 0 принадлежат 181 проба нефтей и конденсатов, к типу 1 – 19 нефтей, к типу 2 – 61, к типам 3–4 – 189 нефтей. Концентрации парафинов ≤ 6 % отмечена в 283 пробах нефтей и конденсатов, в – 13 нефтях >6 %. По концентрации серы к классу 1 относятся 324 пробы нефтей и конденсатов, к классу 2 – 79 нефтей, к классу 3 – 10 нефтей, к классу 4 – 5 нефтей. Низкую вязкость имеют 120 проб нефтей и конденсатов, повышенная вязкость у 162 нефтей, 9 нефтей – высоковязкие, 57 нефтей – сверхвязкие. Следовательно, нефти имеют высокие товарные качества, ухудшение которых наблюдается в основном биodeградированных нефтях северо-востока Непско-Ботуобинской НГО, в меркаптановых нефтях Южно-Тунгусской НГО, в парафинистых нефтях Вилуйской НГО, а также с пониженным выходом бензиновой фракции в почти половине нефтей.

Заключение. Нефти Восточной Сибири отличаются высокими товарными качествами и являются ценным сырьем на мировом рынке благодаря низкой плотности большинства нефтей, низкому содержанию парафинов, серы. Качество ряда нефтей ухудшается из-за высокой вязкости и низкого содержания бензиновой фракции.

Список литературы:

- Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1960, №7, с. 3–12.
- Трофимук А.А. Нефть и природный газ Сибири // Вестник АН СССР, 1964, №6, с. 37–44.
- Геология нефти и газа Сибирской платформы. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.
- Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Буриштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика, 1999, т. 40, № 11, с. 1676–1693.

И. Д. Тимошина, Е. А. Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск

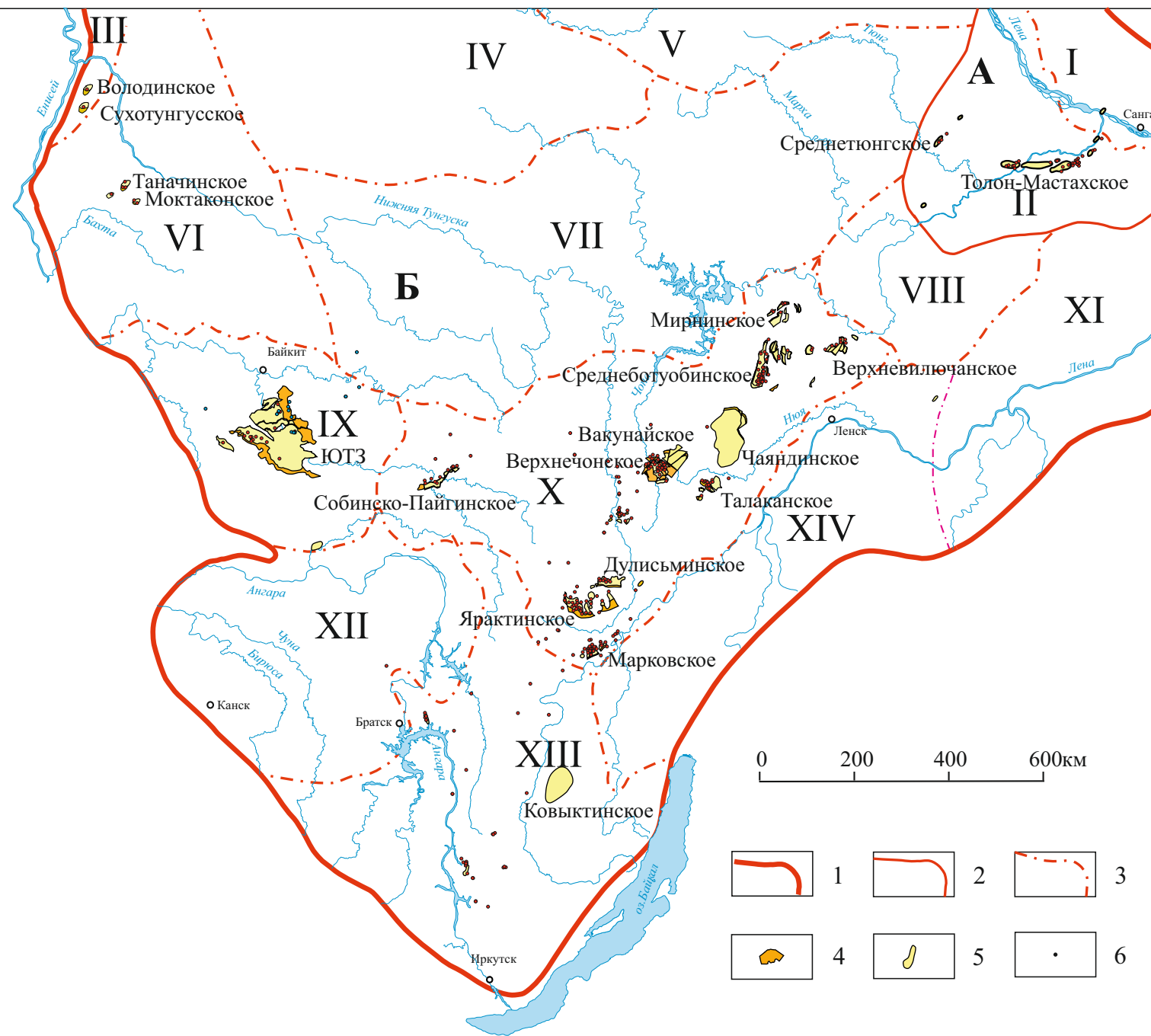


Рис. 1. Схема расположения месторождений и площадей Сибирской платформы, для которых проведены анализы битумов (1 - границы Сибирской платформы; 2 - границы нефтегазоносных провинций: А - Хатангско-Вилуйская, Б - Лено-Тунгусская; 3 - границы нефтегазоносных областей: I - Вилуйская (В НГО), II - Турухан-Норильский НГР (ТН НГР), IV - Северо-Тунгусская, V - Анабарская, VI - Южно-Тунгусская (ЮТ НГО), VII - Центрально-Тунгусская (ЦТ НГО), VIII - Западно-Вилуйская (ЗВ НГО), IX - Байкитская (Б НГО), X - Непско-Ботуобинская (НБ НГО), XI - Северо-Алданская, XII - Присяяно-Енисейская (ПЕ НГО), XIII - Ангара-Ленская (АЛ НГО), XIV - Предплатомская; месторождения нефти (4) и газа (5); 6 - площади)

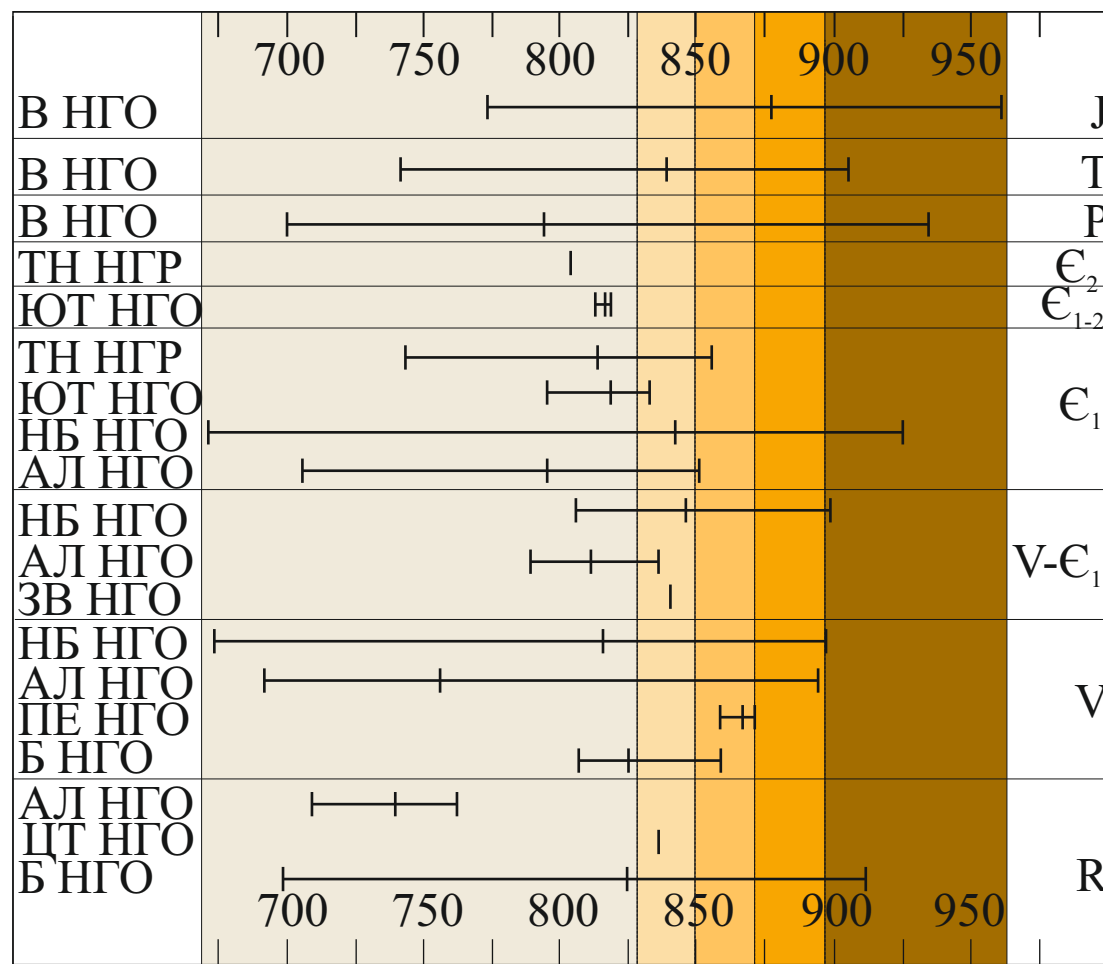


Рис. 2. Плотность нефтей и конденсатов:
— <830 кг/м³ (тип 0) — 871-895 кг/м³ (тип 3)
— 831-850 кг/м³ (тип 1) — >895 кг/м³ (тип 4)
— 851-870 кг/м³ (тип 2)

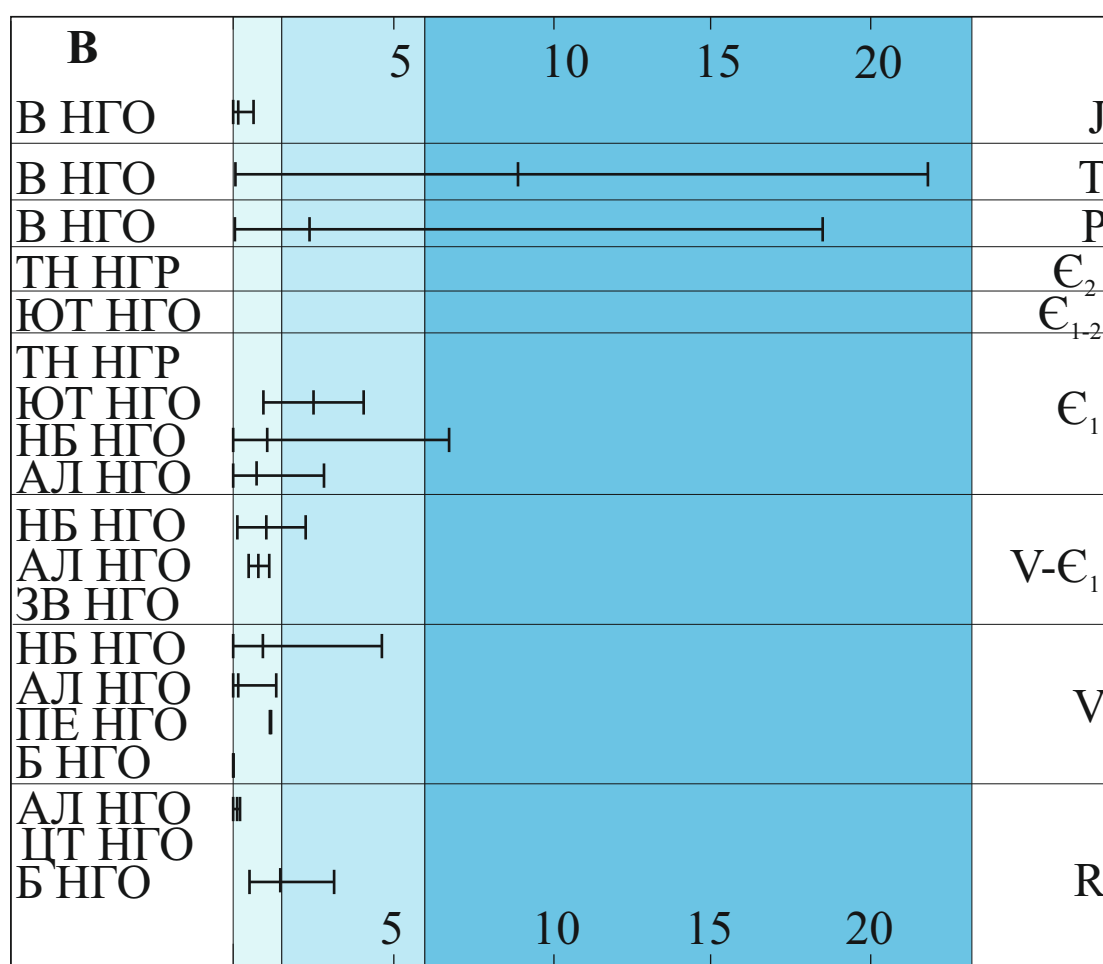


Рис.3. Концентрации парафинов:
— <1,5 % (малопарафинистые)
— 1,5-6 % (среднепарафинистые)
— >6 % (парафинистые)

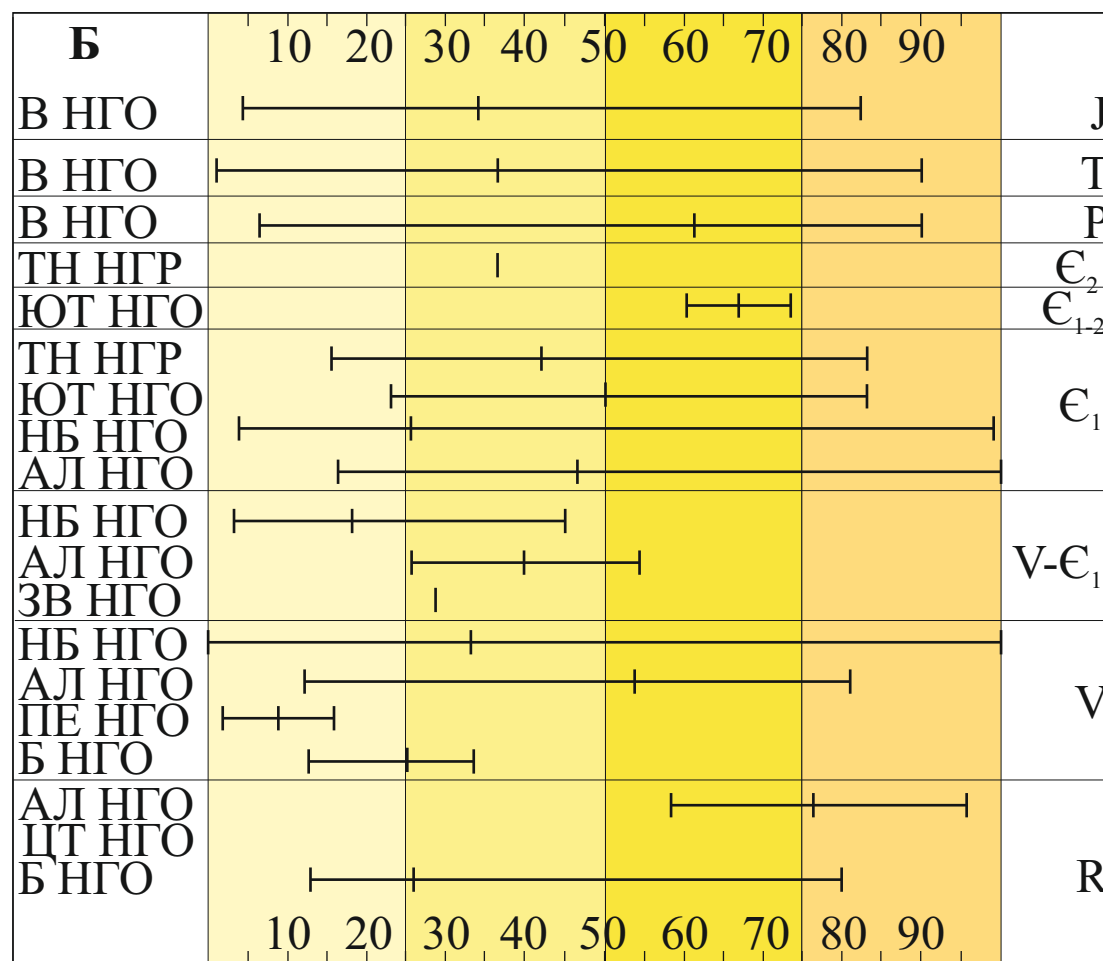


Рис.4. Выход фракций до 200°C:
— 0-25 % — 25-50 % — 50-75 % — 75-100 %

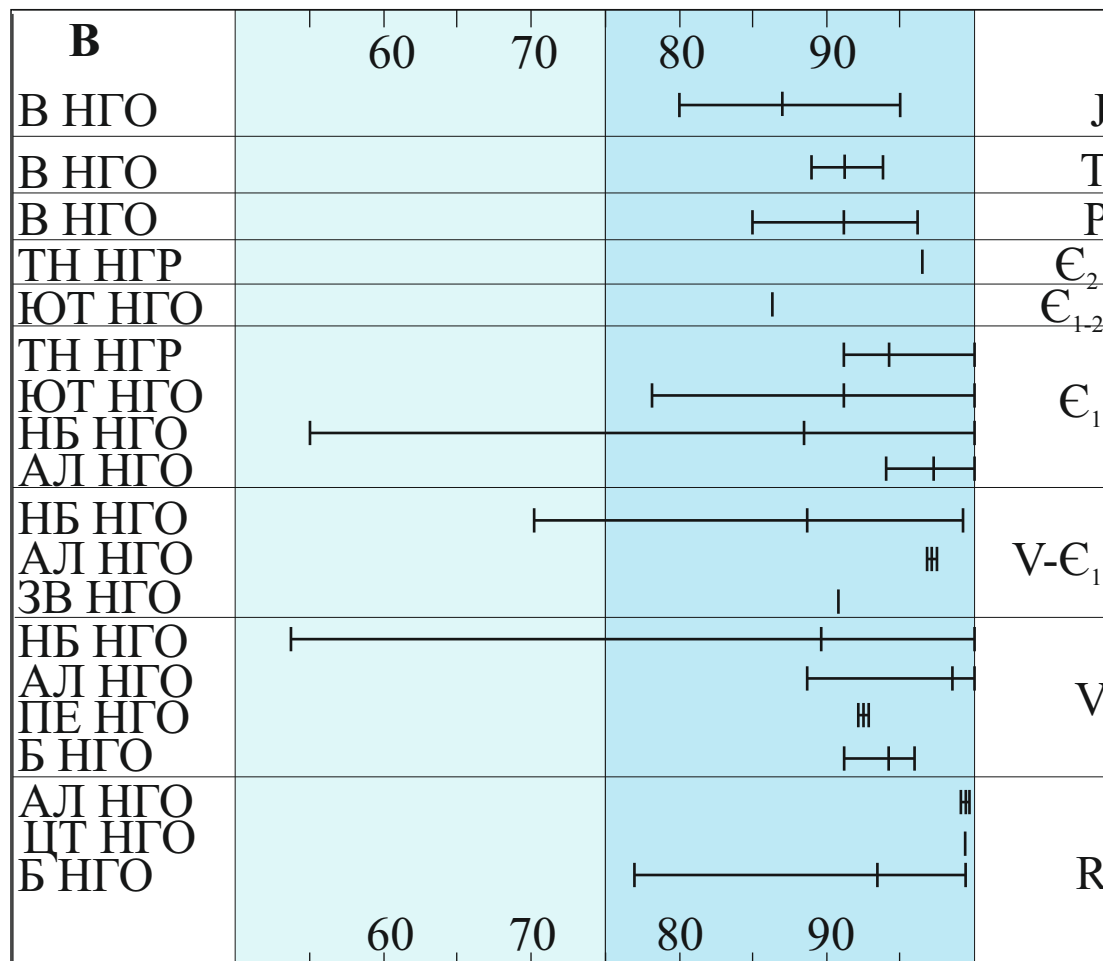


Рис.5. Содержание углеводородов:
— 50-75 % — 75-100 %

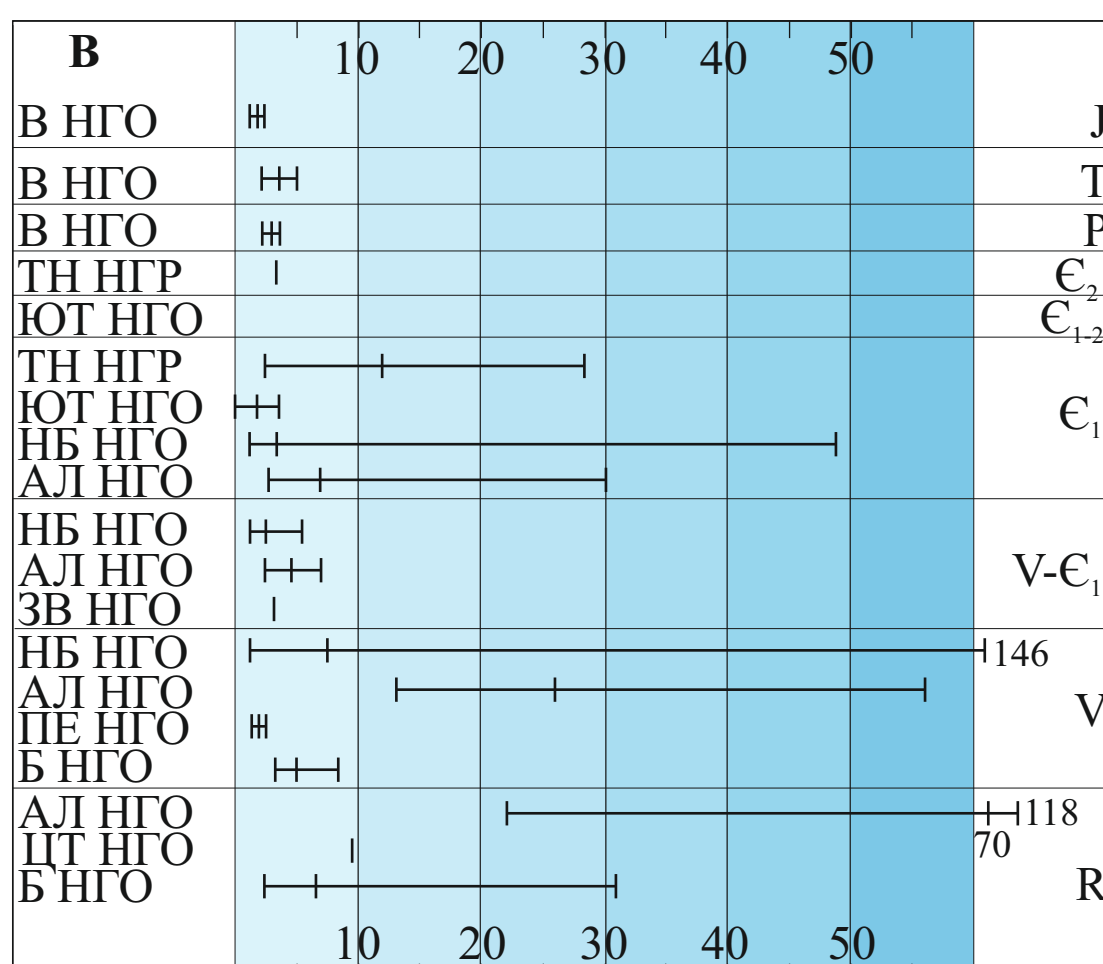


Рис.6. Отношение насыщенных и ароматических углеводородов:
— 0-10 — 10-20 — 20-30 — 30-40 — 40-50 — >50

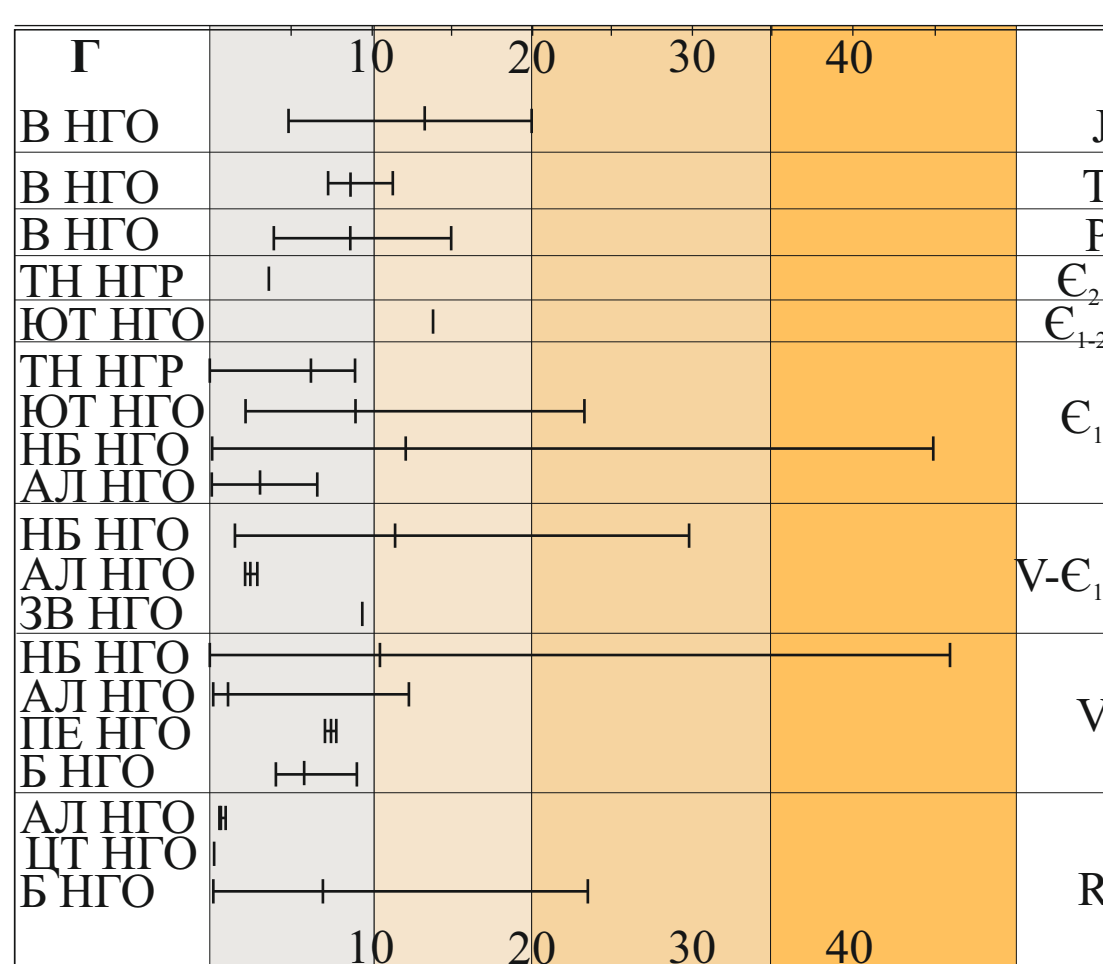


Рис.7. Содержание смол и асфальтенов:
— 0-10 % — 10-20 % — 20-35 % — >35 %

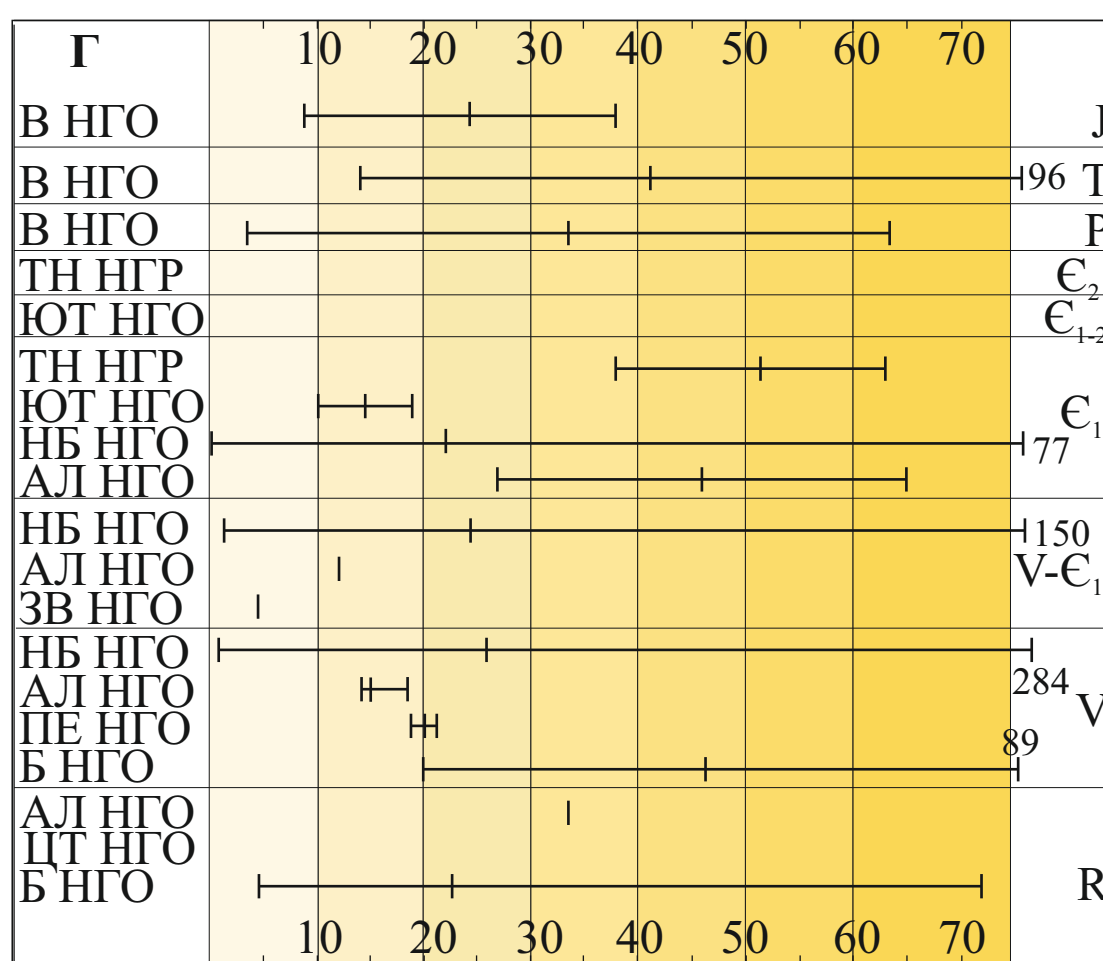


Рис.8. Отношение суммы смол к сумме асфальтенов:
— 0-10 — 10-20 — 20-30 — 30-40 — 40-50 — 50-60 — >60

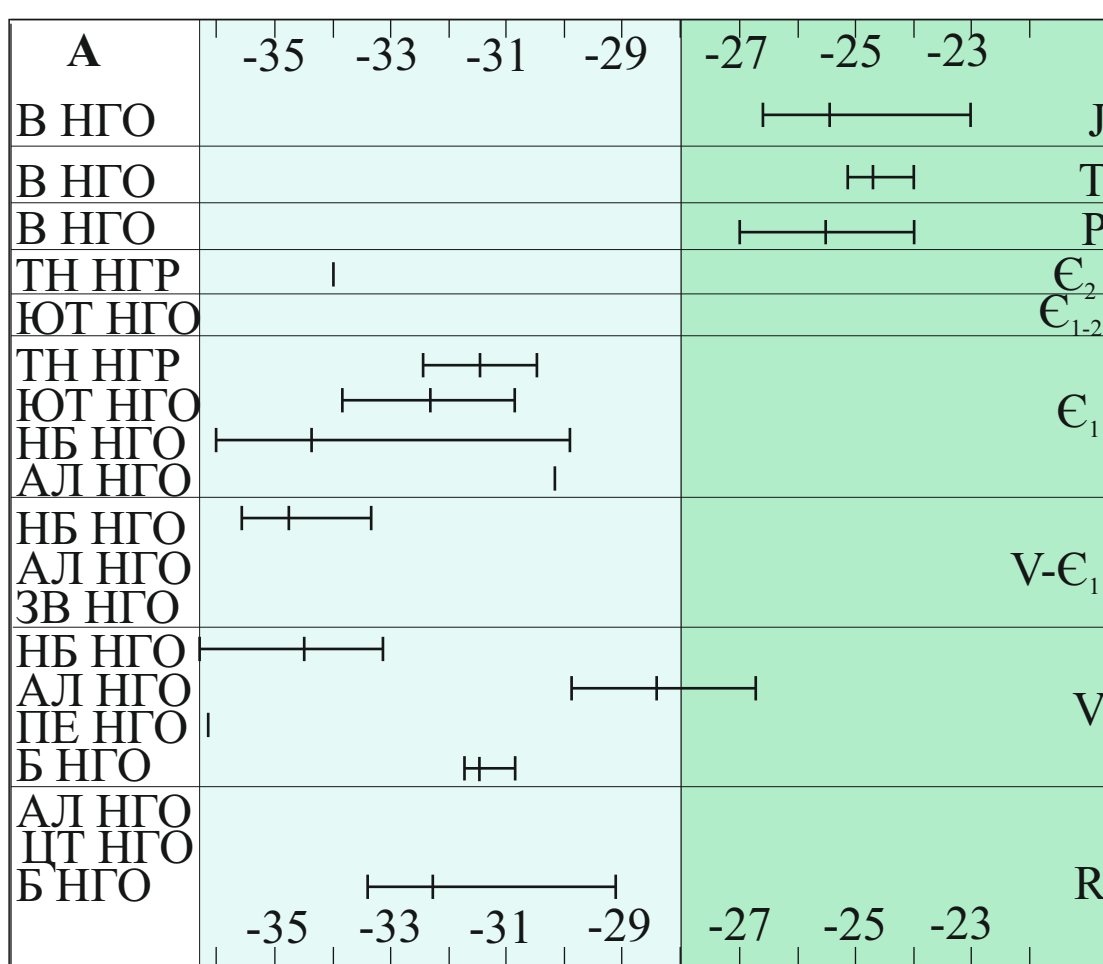


Рис. 9. Изотопный состав углерода нефтей и конденсатов $\delta^{13}C$, ‰:
— <-28 ‰, аквагенное ОВ
— >-28 ‰, террагенное ОВ

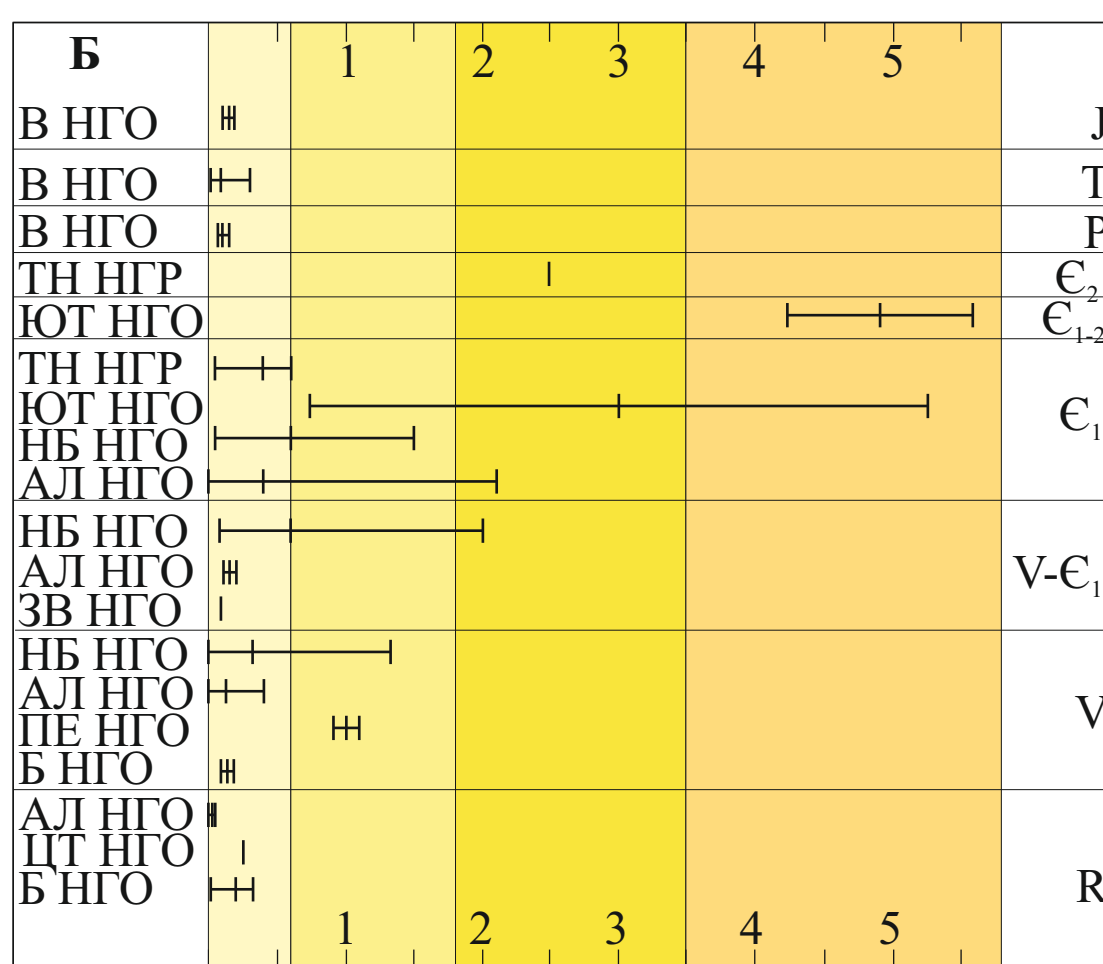


Рис. 10. Концентрации серы:
— $\leq 0,6$ % (класс 1, малосернистые)
— 0,6-1,8 % (класс 2, сернистые)
— 1,8-3,5 % (класс 3, высокосернистые)
— >3,5 % (класс 4, особо высокосернистые)

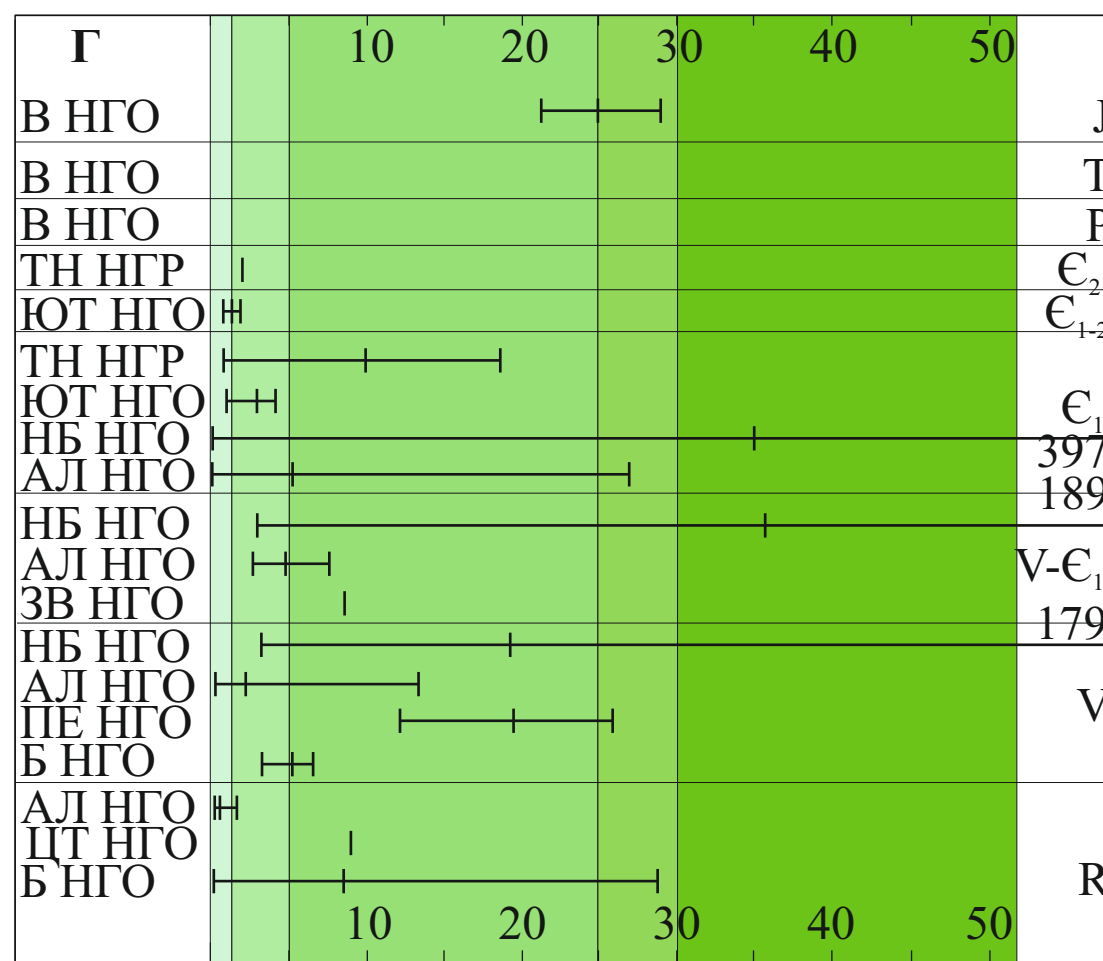


Рис.11. Вязкость нефтей и конденсатов:
— <1 мПа*с (незначительная вязкость)
— 1-5 мПа*с (маловязкие)
— 5-25 мПа*с (с повышенной вязкостью)
— 25-30 мПа*с (высоковязкие)
— >30 мПа*с (сверхвязкие)

- Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А. // Семейства верхнекембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы ДАН, 2000, т.370, N 1, с.92–95.
- Тимошина И. Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск: изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005, 166 с.
- Каширцев В.А., Сафронов А.Ф., Изосимова А.Н., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трущелова Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. Отв. Ред. В.И. Москвин. ИНГГ СО РАН, ИПНГ СО РАН, Якутск, ЯНЦ СО РАН, 2009, 180 с.