

Th P 11

The Middle Ob' Oils (West Siberia): the Geochemical Peculiarities and Genesis

E.A. Fursenko* (IPGG SB RAS, NSU)

SUMMARY

The work generalizes the results of geochemical studies of Middle Ob' oils (West Siberia) from Mesozoic deposits. Features of physicochemical and hydrocarbon (HC) composition showed the studied oils are mainly aquagene genesis. These oils are most likely to have been derived from mature organic matter of the Bazhenovo Formation. The differences observed in the studied oils can be explained by differences in biogeochemical facies of the Bazhenov Sea (the oxidation-reducing conditions of diagenesis, hydrodynamics and salt regime of the sea basin, the biota). On the other hand, the vertical migration of oil components from source-rock stratum J1-2 with mixed composition of OM can not be excluded. The strong contrast of light arenes distribution suggests the impact of the migration processes on the composition of most of the investigated oils. In the studied sampling, two samples have been revealed GC chromatograms of the saturated fraction of which are non-separated "naphthenic" hump that does not allow the identification of n alkanes and acyclic isoprenanes. There are biodegraded oils. But biodegradation has not affected the distribution of steranes and terpanes in these oils

Введение

При исследовании особенностей нефтегазонакопления в осадочных бассейнах важная роль отводится установлению источников углеводородных флюидов и их геологической эволюции. С этой целью в работе обобщены результаты геохимического исследования нефтей Среднего Приобья Западной Сибири.

Физико-химические характеристики и углеводородный состав исследованных нефтей

Исследованные нефти (K_1 – 47 проб, J_3 – 20 проб, J_2 – 12 проб) отобраны с большого диапазона глубин (от 1502 до 3090 м) на поисковом и разведочном этапах, до ввода месторождений в разработку (рис. 1).

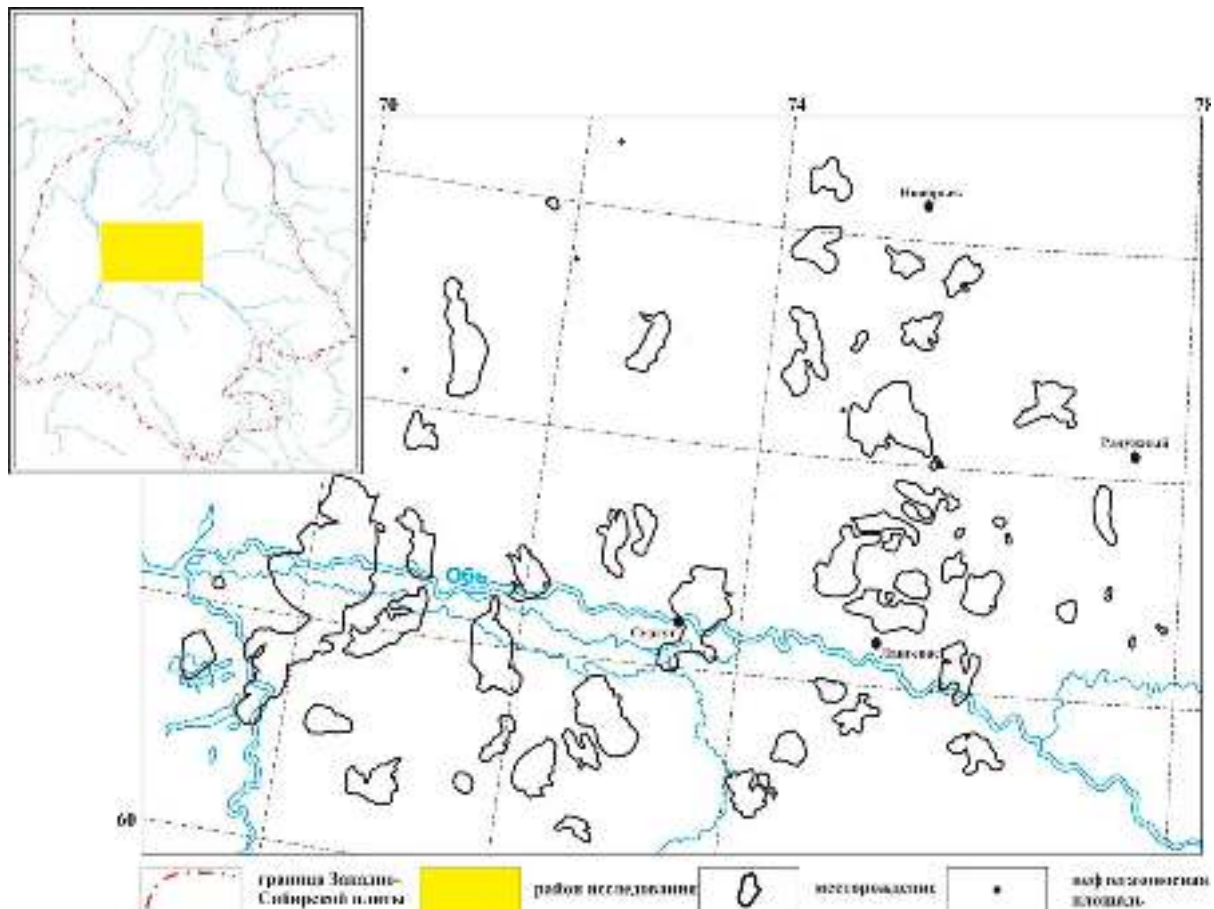


Рисунок 1 Район исследования, месторождения и нефтегазоносные площади, на которых отобраны исследованные нефти.

Исследованные нефти характеризуются высокой и средней плотностью (≥ 840 кг/м³), которая уменьшается к северо-востоку и востоку. В этом же направлении появляются единичные пробы малосернистых ($S \leq 0,50$ %) нефтей с повышенными концентрациями бензинов (>25 -30 %) по сравнению со средними по выборке (K_{1a-a1} – 22,38 %; K_1 – 20,37 %; J_3 – 24,38 %; J_2 – 21,88 %). Суммарное содержание смол и асфальтенов в исследованных пробах не превышает 18,00 %, при существенном преобладании смол над асфальтенами. Высокомолистые нефти обособились в центре и на западе исследованного района.

На аквагенный генезис нефтей указывают высокие концентрации V (от 2,90 до 354 ppm) и Ni (от 3,40 до 49 ppm), причем V значительно больше чем Ni за исключением единичных проб на востоке, что может быть связано с большей диагенетической окисленностью исходного ОВ [9 и др.]. Легкий изотопный состав углерода углеводородных (УВ) фракций подтверждает преимущественно аквагенную природу исследованных нефтей (Петров, 1984; Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2007 и др.): в метано-нафтеновой фракции $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от -32,82 до -31,09 ‰, а в нафтено-ароматической - -32,03 до -29,11 ‰. Исключения составляют две нефти из J₂ залежей: малоключевская - -27,02 и 24,80 ‰, западно-могутлорская - -26,88 и -24,89 ‰ в метано-нафтеновой и нафтено-ароматической фракциях, соответственно.

В нефракционированных нефтях методом ГЖХ идентифицированы следующие УВ C₅₋₈: n-алканы, изоалканы, циклопентаны, циклогексаны и арены. Для гомологических рядов алканов C₅₋₈ (гексаны, гептаны, октаны) характерно доминирование незамещенных структур, существенно меньше монометил- и диметилзамещенных УВ. Три-, этил- и гемзамещенные алканы в большинстве проб отсутствуют или находятся в следовых количествах. Циклопентаны образуют ряд: метилциклопентан > 1,2-диметилциклопентан (т) > 1,3-метилэтилциклопентан (т) и этилциклопентан > 1,3-диметилциклопентан (т) и (ц). Трансциклопентанов значительно больше по сравнению с цисциклопентанами. Три-, тетра- и гемзамещенные циклопентаны идентифицированы в очень низких концентрациях или отсутствуют. Среди циклогексанов преобладает метилциклогексан, существенно меньше циклогексана и 1,2-диметилциклогексана (т), содержание 1,1-, 1,3- и 1,4-диметилциклогексанов не значительно. В большинстве нефтей среди идентифицированных легких аренов больше толуола, этилбензола и/или м-ксилола, меньше п- и о-ксилолов, а бензол фиксируется в следовых количествах или отсутствует. Среди УВ C₅₋₈ как правило преобладают n-алканы, далее в порядке убывания концентрации следуют изоалканы, циклопентаны, циклогексаны и арены, что типично для зрелых аквагенных нефтей (Сафонова, 1974; Чахмахчев, 1983; Peters et al., 2007 и др.). Об их преимущественно аквагенном генезисе свидетельствуют также генетические показатели (Фурсенко, 2014): высокие значения отношений алканы/цикланы (> 1,50), n-гептан/метилциклогексан (> 1,00), этилбензол/сумма ксилолов (> 0,30), циклопентаны/циклогексаны (> 1,00) и низкое – м-ксилол/о-ксилол (< 1,60). Однако наблюдаются единичные пробы, состав УВ C₅₋₈ которых указывает на смешанный генезис. Это нефти из меловых и юрских залежей на востоке исследованного района и пробы из тюменской свиты (J₂).

В исследованных нефтях весьма контрастным является распределение легких аренов. Самые низкие их содержания зафиксированы в нефтях из апт-альбских залежей и в единичных пробах из нижнемеловых и юрских отложений, что может быть признаком их фильтрованного типа. В неокомских и юрских пробах относительная концентрация легких аренов, как правило, существенно выше. В ряде нефтей легких аренов больше 15,00 % на фракцию, что может свидетельствовать о перераспределении УВ при миграции (остаточные нефти: высокая плотность и температура начала кипения в сочетании с низким значением $\sum \text{УВ C}_{5-8}$ и \sum циклопентанов, отношений $\sum \text{УВ C}_{5-6} / \sum \text{УВ C}_{7-8}$, бензол/толуол и др.) (Чахмахчев, 1983).

Аналитическое исследование n-алканов и ациклических изопренанов проведено методом ГЖХ нефракционированных нефтей. Концентрации n-алканов равномерно уменьшаются с увеличением их молекулярной массы, причем максимумы фиксируются в низкомолекулярной области (для n-алканов C₁₀ и меньше). Отношение n-C₂₇/n-C₁₇ < 0,50, а CPI \approx 1,00. Среди ациклических изопренанов преобладают пристан и фитан, причем отношение пристан/фитан главным образом не выше 1,50. Такое распределение алканов показывает на образование основной массы исследованных нефтей из зрелого аквагенного органического вещества (Петров, 1984; Тиссо, Вельте, 1981; Bray, Evans, 1961; Peters et al., 2007 и др.). Исключением являются единичные пробы, в которых пристан/фитан выше 1,50 (ванъеганская - 1,98; J₃, западно-могутлорская - 5,24, J₃; западно-варъеганская - 1,63; J₃; малоключевская - 6,84; J₂ и ханты-мансийская - 1,72; J₂). Кроме того, в исследованной выборке выявлены 2 пробы, ГЖХ-

хроматограммы насыщенной фракции которых представляют собой неразделяемый «нафтенный» горб, что не позволяет провести идентификацию n-алканов и ациклических изопренанов (Яун-Лорское месторождение, вартовская свита, 1963-1967 м; Ваньеганское месторождение, покурская свита, 1502-1509 м) и указывает на их биодеградацию.

Распределение стеранов и терпанов в насыщенной фракции нефтей исследовано методом ХМС, а идентификация индивидуальных соединений проведена по соответствующим масс-фрагментограммам (стераны: m/z 217 и m/z 218; терпаны: m/z 191).

Среди стеранов в большинстве нефтей максимум концентрации приходится на холестераны (37,04 % на Σ стеранов), далее в порядке убывания следуют эргостаны (27,75 % на Σ стеранов), стигмастаны (25,31 % на Σ стеранов) и пропилхолестаны (9,90 % на Σ стеранов). Отношение стераны C₂₉/стераны C₂₇ в большинстве проб < 1,00, что подтверждает их образование из аквагенного ОВ. Исключением являются те нефти, в которых одновременно повышены отношения пристан/ фитан, а генетические показатели стеранов указывают на преимущественно террагенный генезис. Отношение диастераны/регулярные стераны укладывается в интервал 0,37 - 0,98 при среднем 0,60. По изомерным соотношениям стеранов C₂₉ нефти являются зрелыми: 20S/(S+R) – в среднем 0,43; $\beta\beta$ (20S+20R)/ $\alpha\alpha$ 20R - в среднем 2,51 (Петров, 1984). В составе терпанов преобладают гопаны и гомогопаны (в среднем 73,13 % на сумму терпанов), меньше трицикланов (в среднем 21,30 % на сумму терпанов), а концентрации моретанов (в среднем 4,08 % на сумму терпанов) и тетрацикланов (в среднем 1,50 % на сумму терпанов) очень низки. По терпановым показателям исследованные нефти за исключением единичных проб (см. выше) образовались из зрелого аквагенного ОВ терригенных отложений: гомогопаны C₃₅/гомогопаны C₃₄ ~ 1,00; I_{tc} < 0,50; Ts/Tm < 1,00 (табл. 3); адиантан/гопан C₃₀ << 1,00; диагопан/гопан C₃₀ < 0,10; моретаны/гопаны < 0,10 (Петров, 1984; Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2007 и др.). Следует отметить, что биодеградация не сказалась на распределении стеранов и терпанов тяжелых яун-лорской и ваньеганской нефтей, в которых не идентифицируются n-алканы.

Выводы

И так, сравнительный анализ физико-химического и углеводородного состава показал, что в Среднем Приобье обособились зрелые нефти аквагенного генезиса. Их источником вероятнее всего было ОВ баженовской свиты (Конторович и др., 1991; Нефтегазоносные..., 1994 и др.), которое тем не менее могло различаться по составу, окислительно-восстановительными условиями диагенеза. В исследованной выборке встречаются нефти с признаками значительного вклада в их состав террагенных компонентов. Такие нефти могли образоваться за счет смешанного (аквагенно-террагенного, террагенно-аквагенного) нижнесреднеюрского ОВ, накапливавшегося в озерных и озерно-болотных обстановках. Единичные пробы по отсутствию в них n-алканов типизированы как биодеградируемые. Сильная контрастность в распределении легких аренов позволяет утверждать о воздействии миграционных процессов на состав значительной части исследованных нефтей.

Список литературы

Конторович, А.Э., Петерс, К.Е., Молдован, Дж.М., Андрусевич, В.Е., Демейсон, Д.Дж., Стасова, О.Ф., Хьюзинге, Б.Дж. [1991] Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, **10**, 3-33.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн. Ред.: Трофимук, А.А., Конторович, А.Э., Сурков В.С. и др. [1994] ОИГГМ СО РАН, Новосибирск.

Петров, А.А. [1984] *Углеводороды нефти*. Наука, Москва.

Сафонова, Г.И. [1974] *Катагенетические изменения нефтей в залежах*. Недра, Москва Тиссо, Б.

Вельте, Д. [1981] *Образование и распространение нефти*. Мир, Москва.

Фурсенко, Е.А. [2014] *Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широкого Приобья (Западная Сибирь)*. ИНГГ СО РАН, Новосибирск.

Чахмахчев, В.А. [1983] *Геохимия процесса миграции углеводородных систем*. Недра, Москва.

Bray, E.E. and Evans, E.D. [1961] Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochim. Cosmochim. Acta*, **22**, 2-15.

Peters, K.E., Walters, C.C. and Moldovan, J.M. [2005] *The biomarker guide*. 2nd ed. Cambridge University Press, New York.