

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2022

УДК 550.42:552.578.061.32(571.12)

Чистякова Н.Ф.

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия, n.f.chistyakova@utmn.ru

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЕРВИЧНОЙ МИГРАЦИИ АЛКАНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ C₈₋₃₅ В НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ФОРМАЦИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Представлены результаты геохимических исследований n- и i-алкановых углеводородов C₈₋₃₅ битумоидов из закрытых и открытых пор разновозрастных пород нефтегазоматеринских формаций Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, содержащих рассеянное органическое вещество различного фациально-генетического типа. Выделены две группы нефтегазогенерирующих пород, различающихся качественным составом и количественным содержанием алкановых углеводородов C₈₋₃₅ в открытых и закрытых порах: первая - в закрытых порах их содержание больше, чем в открытых; вторая - содержание алкановых углеводородов C₈₋₃₅ в открытых порах больше, чем в закрытых порах. Анализ качественных и количественных характеристик n- и i-алканов C₈₋₃₅ в обеих группах показал, что в настоящее время в высокобитуминозных глинистых породах юрско-меловых отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна продолжается первичная миграция алкановых углеводородов C₈₋₃₅.

Ключевые слова: нефтегазоматеринская формация, битумоид, n- и i-алкановые углеводороды C₈₋₃₅, первичная миграция, открытые и закрытые поры, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн.

Введение

Изучение химического состава индивидуальных углеводородов (УВ) - компонентов микронепти-, формирующейся в осадочных породах нефтегазоматеринских формаций на протяжении миллионов лет из захороненного в них рассеянного органического вещества (РОВ): битумоидов и керогена, содержащихся в закрытых порах (ЗП) и открытых порах (ОП) пород, способствует пониманию природных механизмов поведения захороненного РОВ: генерации и первичной миграции УВ на катагенетическом этапе геологического развития осадочного чехла Западной Сибири. Катагенетическое преобразование fossilized РОВ различного фациально-генетического типа, захороненного в ЗП пород нефтегазоматеринских формаций, сопровождается образованием новых УВ и неУВ компонентов различного химического состава и фазового состояния нафтеновой, ароматической и алкановой структур - термokatалитической микронепти, первоначально диффузно-рассеянной в ЗП этих пород. Первичная миграция нефтяных УВ хорошо изученный с позиций физических явлений природный процесс, в котором принимают участие природные УВ и неУВ газы, также генерируемые на стадии катагенеза в породах нефтегазоматеринских формаций, обеспечивая первичную, а затем и вторичную миграцию компонентов микронепти

из нефтегазогенерирующей породы в породу-коллектор.

Значительный вклад в разработку вопросов образования и преобразования УВ и неУВ компонентов в осадочном чехле на различных этапах литогенеза внесли И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, О.К. Баженова, Т.К. Баженова, Ф.Г. Гурари, М.Ф. Двали, А.Э. Конторович, С.П. Максимов, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова, А.А. Трофимук, S.M. Hunt, B.P. Tissot, D.H. Welte и др. [Баженова и др., 2004; Баженова, 2020; Вассоевич, 1967, 1986; Конторович и др., 1975; Оценка потенциальных..., 2006; Чжан Иган, 1998; Dawson, Almon, 2010; Hunt, 1961; Tissot, Welte, 1978]. Формы, виды, пути, расстояния и время миграции УВ и неУВ соединений в ходе формирования их залежей рассмотрены в опубликованных работах [Арье, 1996; Баженова и др., 2004; Баженова, 2020; Вассоевич, 1986, 1967; Вернадский, 1934; Конторович и др., 1975; Гордадзе и др., 2021; Козлова и др., 2015; Колодий, 1983; Коржов, Исаев, Жильцова, 2011; Магара, 1982; Мелик-Пашаев, Халимов, Серегина, 1983; Оценка потенциальных..., 2006; Чжан и др., 1998; Dawson, Almon, 2010; Hunt, 1961; Zanin et al., 2010; Tissot, Welte, 1978].

Цель данной работ - изучение распределения индивидуального состава n- и i-алканов C₈₋₃₅, выделенных из битумоидов, содержащихся в ЗП и ОП пород нефтегазоматеринских формаций мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Материалы и методика исследования

Объекты исследования - образцы глинистых и глинисто-карбонатно-кремнистых пород нефтегазоматеринских формаций мезозойских отложений, отобранные на 271 месторождениях из отложений тогурской (J₁₋₂), тутлеймской (J₁₋₂), абалакской (J₃), баженовской (J₃^{tit}-K_{1b1}), пимской (K_{1g1}), алымской (K_{1a}), фроловской (K_{1g2br}), ханты-мансийской (K_{1a2sm}), кузнецовской (K_{1a2sm}) свит; часельской (K_{1V2}), чеускинской (K_{1g2 br}), пачек. Горячая экстракция битумоидов из горных пород осуществлялась хлороформом в аппарате Сокслета при температурах 40-45⁰С последовательно: сначала из недробленных образцов керна, а затем, после полной экстракции битумоидов, из недробленного образца горной породы и его высушивания из дробленных образцов керна. Первые дают информацию о компонентах РОВ, содержащихся в ОП пород, вторые - в ЗП пород. Изучение n- и i-алкановых УВ, выделенных из битумоидов пород нефтегазоматеринских формаций, включает в себя определение группового и индивидуального состава n-алканов C₈₋₃₅ и i-алканов C₁₄₋₂₀. Индивидуальный состав n- и i-алканов C₈₋₃₅ битумоидов пород (по которым строились кривые их молекулярно-массового распределения) определялся методом газожидкостной хроматографии на приборе «Хром-5. Из геолого-геохимических параметров в работе использованы также данные о современных и палеотемпературах, давлениях, фациально-

генетическом типе РОВ, степени его катагенеза. Приуроченность изученных образцов пород к МК₁₋₂ подтверждает вхождение соответствующих отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН) [Конторович и др., 1975].

Характеристика объекта изучения

Платформенный чехол Западно-Сибирской плиты в тектоническом отношении представляет собой мегасинеклизу ассиметричной формы, заполненную мезозойскими и кайнозойскими отложениями, днище которой расположено в северной зоне [Рудкевич и др., 1988]. Максимальные толщины осадочного чехла в центральной части плиты достигают 3,5-4 км, на севере - 8-11 км и более, нарастая от бортов к ее центру. Продуктивные юрско-меловые отложения залегают в интервале глубин 830-3680 м, характеризуются современными температурами - 80-190⁰С; катагенез ОВ пород ПК₃-МК₃. В разрезе одновозрастных глинистых и глинисто-карбонатно-кремнистых пород нефтегазоматеринских формаций мезозойских отложений чередуются прослой с различным содержанием РОВ сапропелевого и смешанного типов: сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого. Содержание Сорг, равное 3-5%, установлено в верхне- и нижнемеловых отложениях Мансийской синеклизы и Надымской впадины. Содержание Сорг в отложениях баженовской свиты на большей части территории центральных районов составляет 5-12%; данное РОВ относится к классу сапропелитов [Конторович и др., 1975]. От 70 до 85% битумоидов нефтегазоматеринских пород центральных нефтегазоносных районов (НГР) имеют существенно сапропелевую природу, северных - не более 10%, а арктических - около 4%. В региональном плане при переходе от центральных к северным и арктическим НГР содержание гумусовых компонентов в составе битумоидов возрастает, что обуславливает широкое распространение смешанных типов РОВ. Трансгрессивные мощные глинистые толщи характеризуются высоким содержанием хлороформного битумоида, содержанием n- и i-алканов C₈₋₃₅ (0,5-11% на битумоид) по сравнению с низкобитуминозными глинистыми породами (маломощные глинистые покрывки над отдельными продуктивными пластами внутри автономных нефтегазоносных комплексов (НГК)), содержащими n- и i-алканы C₈₋₃₅ в количестве n.10⁻³ % на битумоид.

В разрезе юрско-меловых отложений выделено восемь автономных региональных НГК, объединяющих группы одновозрастных пластов, каждый из которых изолирован снизу, сверху и по простиранию непроницаемыми глинистыми породами, контролируемые в волновом поле сейсмическими отражающими горизонтами: нижне-среднеюрским, верхнеюрским, верхнеберриас-нижневаланжинским, верхневаланжинским, нижнеготеривским, верхнеготерив-барремским, аптским и верхнеальб-сеноманским.

Покрышками весьма продуктивных толщ служат глинистые пачки и толщи ранне-среднеюрского, келловейского, поздневолжско-раннеберриасского, поздневаланжинского, раннеготеривского, раннеаптского, ранне-среднеальбского и туронского возраста. Нефть в региональных НГК образуется из собственного ОВ одновозрастных глинистых пород, соответствующих нефтегазоматеринских формаций, и аккумулируется в ловушках пород-коллекторов данного комплекса. При латеральной глинизации проницаемых отложений каждого комплекса более молодые осадочные отложения смещаются по отношению к более древним с востока на запад, и в вертикальном разрезе любой площади фиксируется не более двух смежных НГК, что затрудняет переток флюидов из нижних комплексов в верхние. Ареалы продуктивности пластов в пределах одновозрастных НГК частично перекрываются, а в разновозрастных комплексах в большинстве нефтегазоносных областей (НГО) не совпадают. Подобное строение верхнеюрско-неокомских отложений обуславливает независимость процессов генерации и аккумуляции УВ флюидов в каждом комплексе, которые являются и самостоятельными нефтегазоводоносными [Рудкевич и др., 1988]. Стратиграфический диапазон продуктивности возрастает от периферии бассейна к его центру и далее на север. В этом же направлении в качестве общей тенденции отмечается перемещение главных продуктивных толщ, содержащих основные ресурсы УВ, вверх по разрезу.

Результаты анализа и их обсуждение

Содержание алкановых УВ в битумоидах пород, изменение их качественной и количественной характеристик по разрезу осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в зоне катагенеза изучалось А.Г. Богородской, Г.Ф. Григорьевой, В.П. Даниловой, А.Э. Конторовичем с соавторами, И.Д. Поляковой, А.В. Рыльковым, О.Ф. Стасовой, А.И. Шапиро и др. учеными. Основные результаты этих работ позволили установить региональные особенности содержания алкановых УВ в разнотипном РОВ с глубиной и в зависимости от градаций катагенеза.

Широкомасштабная генерация УВ в породах нефтегазоматеринских формаций, обогащенных РОВ различного фациально-генетического типа, происходит на разных градациях катагенеза и сопровождается перераспределением индивидуальных новообразованных УВ и неУВ соединений между их ЗП и ОП. На характер порового пространства глинистых и глинисто-карбонатно-кремнистых пород нефтегазоматеринских формаций, кроме мощности перекрывающих отложений, влияет содержание в них РОВ: чем его больше в породах, тем больше в них доля ЗП [Конторович и др., 1975].

Групповой состав битумоидов, выделенных из глинистых и глинисто-карбонатно-кремнистых пород нефтегазоматеринских формаций, представлен алкановыми, нафтеновыми

и ароматическими УВ [Конторович и др., 1975; Чистякова, Матусевич, 1997; Чистякова, Драванте, Сивцев, 2020; Dawson, Almon, 2010; Hunt, 1961]. Алкановые УВ генерируются на различных грациях прото- и мезокатагенеза как из существенно сапропелевого и гумусового, так и из смешанных типов РОВ. В настоящей работе детально изучен качественный состав и количественные характеристики n- и i-алканов C₈₋₃₅, выделенных из битумоидов, содержащихся в ЗП и ОП пород нефтегазоматеринских формаций. При сходстве общего состава n- и i-алканов C₈₋₃₅, генерируемых РОВ пород нефтегазоматеринских формаций на ПК₃-МК₂², их качественная характеристика и количественное содержание в ЗП и ОП пород различаются (табл. 1).

Битумоиды пород с существенно сапропелевым типом РОВ установлены в мезозойских отложениях Среднеобской НГО, отдельных интервалах осадочного чехла Надым-Тазовской НГО, а битумоиды смешанных типов РОВ - в нефтегазоматеринских породах мезозойских отложений Ямало-Гыданской, Надым-Тазовской НГО. В интервале глубин 2680-3025 м в разрезе глинистых пород ниже-среднеюрских отложений Мансийской НГО максимальные концентрации n- и i-алканов C₈₋₃₅ установлены в битуминозных отложениях тогурской свиты и радомской пачки (до 21% на битумоид). В верхнеюрских отложениях тутлеймской свиты Шаимского НГР содержание n- и i-алканов C₈₋₃₅ достигает 60% на битумоид. Высокобитуминозные отложения баженовской свиты в Мансийской НГО содержат n- и i- алканы в количествах 0,1-68% (на битумоид), которые изменяются по ее разрезу неоднозначно [Zanin et al., 2010]. Так, в Мансийской НГО максимальное содержание n- и i- алканов C₈₋₃₅ установлено в средней и верхней частях баженовской свиты; в Салымском НГР - в подошвенной части; в Вартовском НГР - в средней и нижней частях толщи. По имеющимся данным в баженовской свите Ямальской НГО содержание n- и i-алканов C₈₋₃₅ достигает 45-50% (на битумоид) в подошвенной части толщи. Глинистые толщи, перекрывающие и подстилающие отложения верхнеберриас-нижневаланжинского региональных НГК центральных, северных и арктических НГР, варьируют от 0,2 до 30% (на битумоид) n- и i- алканов C₈₋₃₅, характер изменения которых по разрезу разновозрастных глин отличается в различных НГР. В Сургутском НГР содержание n- и i-алканов C₈₋₃₅ в средней части разновозрастных глин составляет не более 0,2% (на битумоид), а в верхних и нижних частях глинистых пачек - до 9% (на битумоид). В Надым-Тазовской НГО максимальное содержание n- и i-алканов C₈₋₃₅ зафиксировано на расстоянии первых метров и первых десятков метров от кровли и подошвы (соответственно) данного комплекса. В Гыданской НГО максимальные содержания (до 25% на битумоид) получены в кровельной части комплекса; до 8% (на битумоид) - в подошвенной части и в его середине.

Таблица 1

Характеристика алкановых углеводородов C₈₋₃₅ в битумоидах пород (%)

Градация катагенеза	Сапропелевый тип РОВ								Смешанный тип РОВ							
	Содержание n- и i-алкановых УВ C ₈₋₃₅ в ЗП превышает их содержание в ОП				Содержание n- и i-алкановых УВ C ₈₋₃₅ в ЗП меньше, чем их содержание в ОП				Содержание n- и i-алкановых УВ C ₈₋₃₅ в ЗП превышает их содержание в ОП				Содержание n- и i-алкановых УВ C ₈₋₃₅ в ЗП меньше, чем их содержание в ОП			
	ЗП		ОП		ЗП		ОП		ЗП		ОП		ЗП		ОП	
	n-alk	i-alk	n-alk	i-alk	n-alk	i-alk	n-alk	i-alk	n-alk	i-alk	n-alk	i-alk	n-alk	i-alk	n-alk	i-alk
ПК ₃	6,5 ¹ 11-32 ² 14-16 ³	0,25 ¹ 13-20 ² 19 ³	66,1 12-29 13-15	00,20 13-20 14	77,1 11-30 17,18	00,9 13-20 19	77,9 11-28 17-19	11,7 13-20 19	66,7 11-35 16	0,3 13-20 9	4,2 13-31 16	0,4 13-20 19	3,2 11-26 19,20; 26-28	0,3 13-20 19	4,0 11-28 15-21; 26-28	0,3 13-20 19
МК ₁	13,2 12-31 15-19	2,3 13-20 19	9,4 12-28 16,17	0,7 13-20 20	8,1 12-31 14-18; 24,25	2,9 13-20 19	21,2 10-31 13-17; 25-28	5,3 13-20 19	22,1 12-31 13-15, 24-27	0,8 13-20 15	10,1 12-31 13-16; 26	0,8 13-20 15	24,2 11-30 15,16; 25-28	2,2 13-20 19	24,7 11-26 15-17; 21-28	21,9 13-20 19
МК ₂ ¹	34,6 12,31 11,12	7,2 13-20 19	16,7 12-31 14-17	0,9 13-20 20	25,8 13-28 17,18; 24-27	4,8 18,20 19	26,9 14-29 16,17; 24-27	7,2 19 19	34,4 14-28 17	1,5 15-20 19	11,7 13-29 18; 26-29	1,3 13-20 19	30,1 12-35 15-20; 26,27	2,4 15-20 19	35,1 12-31 16-21; 25-27	3,2 18-20 19
МК ₂ ²	35,8 12-35 15-19; 27,28	7,9 13-20 20	33,1 12-32 15-17; 26-29	1,2 13-20 20	37,1 12-28 14-21; 24-30	5,9 18-20 20	37,6 9-30 14-20; 24-28	8,4 18-20 20	37,4 8-27 17-18; 24-27	2,3 18-20 19	36,8 15-27 15-17; 25-27	2,1 19 19	Нет образцов			

1 - среднее содержание n- и i-алканов C₈₋₃₅, %, 2 - общая формула n- и i-алканов C₈₋₃₅, 3 - концентрационный максимум n- и i-алканов C₈₋₃₅.

Для глинистых пород, перекрывающих верхневаланжинский региональный НГК, содержание n- и i-алканов C₈₋₃₅ составляет 2-25% (на битумоид) и более; глин фроловской свиты центральных, северных и арктических НГР - от 3 до 8% (на битумоид). В отложениях нижнеготеривского и верхнеготерив-барремского комплексов центральных, северных и арктических НГР максимальные концентрации (до 29% на битумоид) n- и i-алканов C₈₋₃₅ получены в прикровельной и приподошвенной частях глинистых толщ, в отложениях апта - высокобитуминозных отложениях кузнецовской свиты - от 3,1 до 16% (на битумоид). В глинах меловых отложений максимальное количество n- и i-алканов C₈₋₃₅ сконцентрировано в прикровельной и приподошвенной частях толщ. Исключение составляют мощные (более 400 м) глинистые отложения фроловской свиты Мансийской НГО, длительное накопление которых происходило в наиболее глубоководной зоне неокомского морского бассейна и мощный максимум n- и i-алканов C₈₋₃₅ выделяется в ее средней части.

Содержание n-алканов C₈₋₃₅ в битумоидах пород нефтегазоматеринских формаций центральных, северных и арктических НГР изменяется в широких пределах и составляет для сапропелевого типа РОВ 6,8-36,4% (ЗП) и 7,1-20,1% (ОП); в смешанных типах РОВ - 4,9-33,7% (ЗП) и 4,1-35,8% (ОП) на битумоид, увеличиваясь в разрезе осадочного чехла от ПК₃ к МК₂². Кроме n-алканов C₈₋₃₅ в данной работе анализировались i-алканы i-C₁₃₋₂₀ - изопреноидные УВ, соединения полиизопренового типа, имеющие метильную группу в цепи каждого четвертого атома углерода. I-алкановые УВ по сравнению с n-алкановыми более подвижны. Содержание i-алканов i-C₁₃₋₂₀ в битумоидах пород сапропелевого типа нефтегазоматеринских формаций составляет 3,6-22,5% (ЗП), 0,95-4,8% (ОП); смешанных типов РОВ - 0,3-2,2% (ЗП), 0,3-2,7% (ОП) - на битумоид, неоднозначно изменяясь с глубиной по мере увеличения степени катагенетической преобразованности осадочных горных пород (рис. 1, 2).

В региональном плане в широком возрастном диапазоне прослеживается различное соотношение качественной и количественной характеристик n- и i-алканов C₈₋₃₅ битумоидов пород в ОП и ЗП нефтегазоносных формаций, содержащих РОВ разного фациально-генетического типа. Выявленные особенности качественной характеристики и количественного содержания n- и i-алканов C₈₋₃₅ - компонентов микронепти зоны катагенеза, перераспределяющихся между ЗП и ОП пород нефтегазоматеринских формаций, позволяют выделить две группы битумоидов, в которых на современном этапе геологического развития мезозойского осадочного чехла, содержание C₈₋₃₅ больше либо в ЗП по сравнению с ОП, либо в ОП по сравнению с ЗП. Каждая группа битумоидов пород характеризуется своими особенностями кривых молекулярно-массового распределения n- и i-алканов C₈₋₃₅ (см. рис. 1, 2).

Сапропелевый тип ПОВ

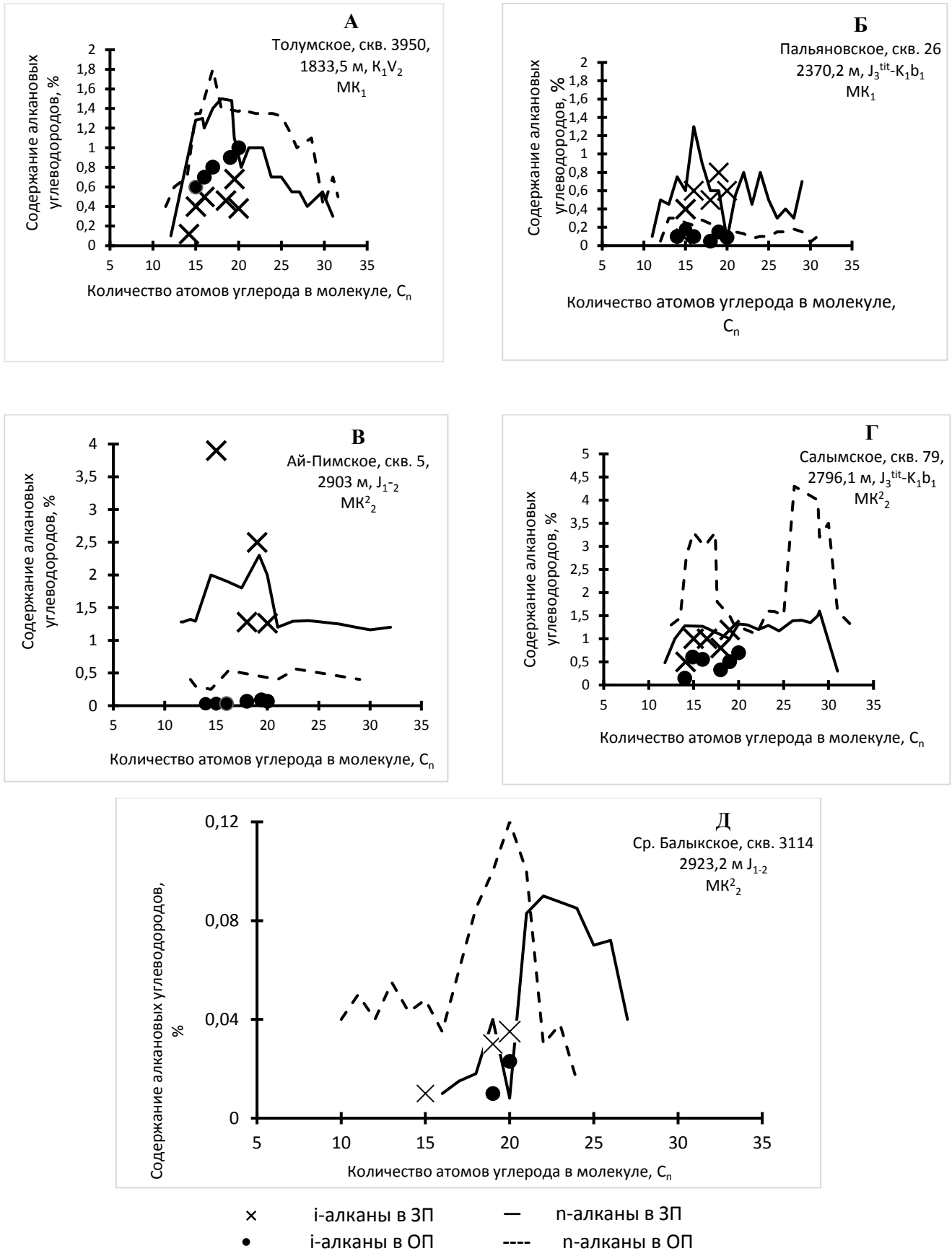


Рис. 1. Кривые молекулярно-массового распределения n- и i-алканов C_{8-35} в битумоидах пород центральных нефтегазоносных районов

Смешанный тип РОВ

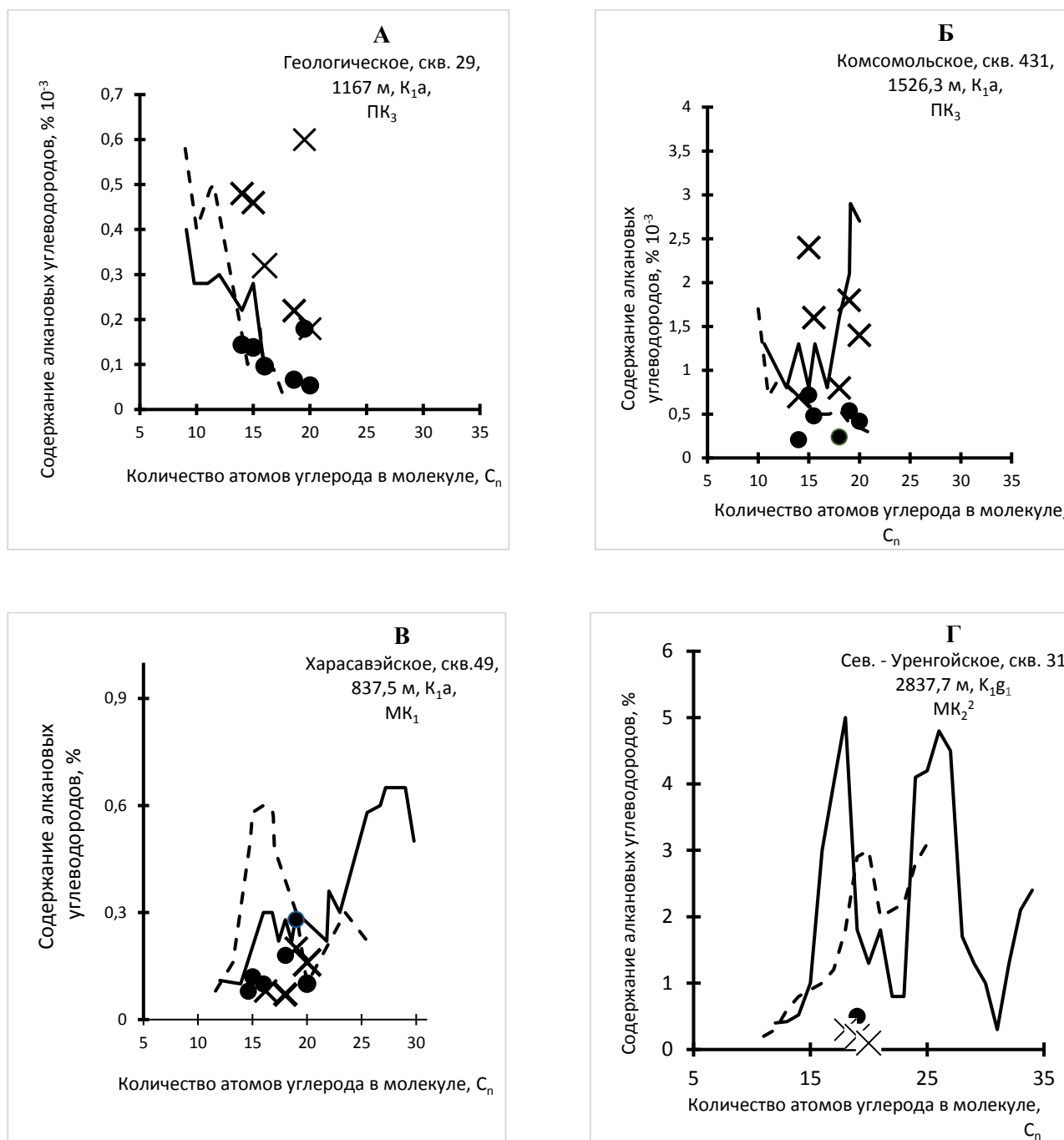


Рис. 2. Кривые молекулярно-массового распределения n- и i-алканов C₈₋₃₅ в битумоидах пород северных и арктических нефтегазоносных районов

На фоне сходства общих закономерностей изменения состава n-алканов в различных фациально-генетических типах РОВ концентрационный максимум n-алканов в сапропелевых компонентах РОВ выделяется в области n-C₁₄₋₂₂, в гумусовых - n-C₂₅₋₃₁ [Конторович и др., 1975; Tissot et al., 1978].

В битумоидах пород нефтегазоматеринских формаций, в которых содержание n- и i- алканов C₈₋₃₅ в ЗП больше, чем в ОП, общий спектр в сапропелевом типе РОВ представлен n-C₁₁₋₃₅ (ЗП) и n-C₁₂₋₃₁ (ОП) (рис. 1Б, 1В)); что несколько тяжелее общего спектра n-алканов

C₈₋₃₅ для смешанных типов РОВ: n-C₈₋₃₅ (ЗП) и n-C₁₃₋₃₁ (ОП (рис. 2Б-Г)). Содержание n-алканов в ЗП на 50-70% выше, чем в ОП; кривые молекулярно-массового распределения в сапропелевом типе РОВ - одновершинные с максимумом n-C₁₁₋₁₉ (ЗП) и n-C₁₃₋₁₇ (ОП), облегчающимся с глубиной, и двухвершинные, в которых легкий максимум n-C₁₄₋₂₁ преобладает над более высокомолекулярным максимумом n-C₂₄₋₃₁ (в ЗП и ОП). i-C₁₃₋₂₀ присутствуют в ЗП и ОП (с содержанием i-алканов на 6-13% больше, чем в ОП) практически на всех градациях катагенеза, за исключением отложений чеускинской пачки и баженовской свиты Надым-Тазовской НГО, где в ОП i-алканы представлены только i-C₁₉. На МК₁ в центральных и северных НГР максимум i-алканов совпадает с i-C₁₅ (ЗП и ОП) (рис. 1, 2). При переходе от ПК₃ к МК₂² содержание i-C₂₀ возрастает и становится доминирующим в ОП на МК₂¹ и МК₂², а в ЗП - на МК₁¹. В битумоидах пород нефтегазоматеринских формаций со смешанными типами РОВ одновершинные кривые молекулярно-массового распределения установлены только на ПК₃, где максимум выделяется в области легких n-алканов (n-C₁₃₋₂₁) и i-C₁₆ (ОП и ЗП). Двухвершинные максимумы: n-C₁₃₋₁₈ (ЗП и ОП) и n-C₂₄₋₂₉, характерны для МК₁-МК₂, а i-алканов - i-C₁₉ (ЗП и ОП) - на ПК₃. В отдельных интервалах осадочного чехла на МК₁-МК₂ спектр i- алканов сокращается: в одних случаях до i-C₁₅₋₂₀, в других - до i-C₁₈₋₂₀ или до i-C₁₉.

Для битумоидов пород нефтегазоматеринских формаций, в которых содержание n- и i- алкановых УВ C₈₋₃₅ в ОП больше, чем в ЗП, общий спектр в сапропелевом типе РОВ представлен n-C₁₁₋₃₀ (ЗП) и n-C₉₋₃₁ (ОП) с преобладанием максимума более легких алкановых УВ в ОП по сравнению с ЗП (рис. 1А, Г, 2А). Максимальная концентрация n-алканов C₈₋₃₅ в ЗП в направлении погружения глинистых отложений утяжеляется, а в ОП - облегчается. Кривые молекулярно-массового распределения n- и i-алканов C₈₋₃₅ с сапропелевым типом РОВ одновершинные с максимумом n-C₁₇₋₁₉ и двухвершинные с преобладающим максимумом n-C₁₃₋₂₁ (ЗП и ОП) и меньшим по размеру максимумом n-C₂₄₋₃₀ (ЗП и ОП). Для смешанных типов РОВ общий спектр n-алканов представлен n-C₁₁₋₃₅ (ЗП) и n-C₁₁₋₃₁(ОП) - более широкий по сравнению с сапропелевым типом РОВ (см. рис. 1, 2). В породах со смешанными типами РОВ содержание n-C₈₋₃₅ в ЗП составляет 50-80% от их содержания в ОП; а содержание i-алканов i- C₁₃₋₂₀ в ЗП составляет не более 60-70% от их содержания в ОП. Кривые молекулярно-массового распределения n-алканов C₈₋₃₅ на ПК₁-МК₂² двухвершинные и представлены n- C_{15- 31} и n-C₂₅₋₂₈ с преобладанием разных максимумов, в зависимости от степени катагенеза. Алкановые УВ состава C₈₋₃₅ присутствуют во всем разрезе осадочного чехла и участвуют в первичной миграции, переходя из ЗП в ОП.

Заключение

1. Увеличение содержания n- и i-алканов C₈₋₃₅ битумоидов пород с сапропелевым и смешанными типами РОВ, выделенных из ЗП и ОП нефтегазоматеринских формаций мезозойских отложений, с глубиной вызвано повышением масштаба процессов первичной миграции компонентов микронефти на МК₁-МК₂, по сравнению с ПК₃.

2. Особенности качественной и количественной характеристик n- и i-алканов C₈₋₃₅, битумоидов пород нефтегазоматеринских формаций юрско-меловых отложений отражают реализацию нефтегазоматеринского потенциала как высокобитуминозными верхнеюрскими отложениями баженовской свиты, так и разновозрастными битуминозными глинистыми толщами верхне- и нижнемеловых отложений осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

3. Первичная миграция микронефти - начало перехода ее компонентов (в том числе, n- и i-алканов C₈₋₃₅) из ЗП в ОП в толще нефтегазогенерирующих формаций на стадии катагенеза - обусловлена реализацией их нефтегазоматеринского потенциала, что приводит к формированию залежей УВ сырья.

Литература

Арье А.Н. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтегазоматеринских толщах // Геология нефти и газа. - 1996. - С. 4-11.

Баженова О.К., Бурлин К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. - М.: ИУ «Академия», 2004. - 415 с.

Баженова Т.К. Основы региональной органической геохимии. - М.: ГЕОС, 2020. - 120 с.

Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. - М. Наука, 1986. - 368 с.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. Серия Геология. - 1967. - №11. - С.135-156.

Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Юсупова А.А., Козлова Е.В., Постникова О.В. К вопросу о нефтематеринских толщах (некоторые современные аспекты осадочно-миграционной теории нафтидогенеза) // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. - 2021. - №3. - С.59-67.

Козлова Е.В., Калмыков Г.А., Гоничев Д.М., Балушкина Н.С. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты // Геофизика. - 2015. - №3. - С.15-22.

Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере Юга СССР). - Киев: «Наукова Думка», 1983. - 248 с.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А.,

Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Наука, 1975. - 680 с.

Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов // Известия Томского политехнического университета. - 2011. - Т.318. - №1. - С.116-123.

Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. - М.: Недра, 1982. - 296 с.

Мелик-Пашаев В.С., Халимов Э.М., Серегина В.Н. Аномально-высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. - М.: Недра, 1983. - 181 с.

Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов, О.А. Андреева, Л.И. Климова. - Санкт-Петербург: Недра, 2006. - 364 с.

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., Корнев В.А., Максимов Е.М. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. - М.: Недра, 1988. - 303 с.

Чжан И., Чжао Л. Миграция углеводородов и классификация нефтяных систем // Геология нефти и газа. - 1998. - №3. - С.36-41.

Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И. Особенности ионно-солевого состава подземных вод венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения на стадии катагенеза // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2020/30_2020.html
DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2020

Чистякова Н.Ф., Матусевич В.М. Геохимические аспекты прогноза фазового состояния углеводородных систем (на примере Западно-Сибирского мегабассейна) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 1997. - №3. - С.4-14.

Dawson W.C., Almon W.R. Eagle Ford Shale variability: Sedimentologic influences on source and reservoir character in an unconventional resource unit // Gulf Coast Associations of Geological Societies, Transactions. - 2010. - Vol. 60. - P. 181-190.

Hunt S.M. Distribution of hydrocarbons in sedimentary rocks // Geochimica et Cosmochimica Acta. - 1961. - Vol. 22. - Issue 1. - P. 37-49. DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(61\)90071-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(61)90071-0)

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration. Berlin, Heidelberg, New York, Springer-Verlag. - 1978. - 538 p.

Zanin Yu.N., Eder V.G., Zamiraylova A.G., Krasavchikov V.O. Models of the REE distribution in the black shale Bazhenov Formation of the West Siberian marine basin, Russia // Chemie der Erde-Geochemistry. - 2010. - V.70. - N4. - P.363- 376.

Chistyakova N.F.

Tyumen State University, Tyumen, Russia, n.f.chistyakova@utmn.ru

GEOCHEMICAL FEATURES OF PRIMARY MIGRATION OF MICROOIL IN PETROLEUM SOURCE ROCKS OF THE WESTERN SIBERIAN PETROLEUM BASIN

The paper presents the results of geochemical studies of n- and i-alkane hydrocarbons C₈₋₃₅ bitumoids isolated from open and closed pores of different ages rocks of petroleum source formations of the Western Siberian petroleum basin containing dispersed organic matter of various facies-genetic types. Two groups of oil and gas generating rocks have been distinguished, differing in the qualitative composition and quantitative content of alkane hydrocarbons C₈₋₃₅ in open and closed pores: the first group is that their content is higher in the closed pores than in the open pores; the second - the content of alkane hydrocarbons C₈₋₃₅ in open pores is greater than in closed pores. An analysis of the quantitative and characteristics of C₈₋₃₅ n- and i-alkanes in both groups showed that at present, generation and primary migration of C₈₋₃₅ alkane hydrocarbons continues in high-bituminous clayey rocks of the Jurassic-Cretaceous strata of the Western Siberian petroleum basin.

Keywords: petroleum source rocks, microoil, n- and i-alkanes hydrocarbons C₈₋₃₅, primary migration, open and closed pores, Western Siberian petroleum basin.

References

Ar'e A.N. *Generatsiya i pervichnaya migratsiya uglevodorodov v glinistyykh neftegazomaterinskikh tolshchakh* [Generation and primary migration of hydrocarbons in argillaceous oil and gas source strata]. *Geologiya nefti i gaza*, 1996, no. 7, pp. 4-11.

Bazhenova O.K., Burlin K., Sokolov B.A., Khain V.E. *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza* [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow: IU «Akademiya», 2004, 415 p.

Bazhenova T.K. *Osnovy regional'noy organicheskoy geokhimii* [Fundamentals of regional organic geochemistry]. Moscow: GEOS, 2020, 120 p.

Chistyakova N.F., Dravante V.V., Sivtsev A.I. *Osobennosti ionno-solevogo sostava podzemnykh vod vend-nizhněkembriyskikh otlozheniy Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya na stadii katageneza* [Features of the brine water composition of the Vendian - Lower Cambrian Middle Botuoba oil-gas-condensate field during the catagenesis time]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2020, vol. 15, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/30_2020.html DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2020

Chistyakova N.F., Matushevich V.M. *Geokhimicheskie aspekty prognoza fazovogo sostoyaniya uglevodorodnykh sistem (na primere Zapadno-Sibirskogo megabasseyina)* [Geochemical aspects of forecasting the phase state of hydrocarbon systems (on the example of the West Siberian megabasin)]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, 1997, no. 3, pp. 4-14

Chzhan I., Chzhao L. *Migratsiya uglevodorodov i klassifikatsiya neftyanykh sistem* [Migration of hydrocarbons and classification of oil systems]. *Geologiya nefti i gaza*, 1998, no. 3, pp. 36-41.

Dawson W.C., Almon W.R. Eagle Ford Shale variability: Sedimentologic influences on source and reservoir character in an unconventional resource unit // *Gulf Coast Associations of Geological Societies, Transactions*, 2010, vol. 60, pp. 181-190.

Gordadze G.N., Giruts M.V., Yusupova A.A., Kozlova E.V., Postnikova O.V. *K voprosu o neftematerinskikh tolshchakh (nekotorye sovremennyye aspekty osadochno-migratsionnoy teorii naftidogeneza)* [On the issue of oil source strata (some modern aspects of the sedimentary-migration theory of naftidogenesis)]. *Vestnik MGU. Seriya 4. Geologiya*, 2021, no. 3, pp.59-67.

Hunt S.M. Distribution of hydrocarbons in sedimentary rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1961, vol. 22, issue 1, pp. 37-49. DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(61\)90071-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(61)90071-0)

Kolodiy V.V. *Podzemnye vody neftegazonosnykh provintsiy i ikh rol' v migratsii i akkumulyatsii nefti (na primere Yuga SSSR)* [Underground waters of oil and gas provinces and their role in oil migration and accumulation (on the example of the South of the USSR)]. Kiev: «Naukova Dumka», 1983, 248 p.

Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1975, 689 p.

Korzhev Yu.V., Isaev V.I., Zhil'tsova A.A. *Problemy neftepoiskovoy geokhimii i obobshchayushchaya skhema migratsii uglevodorodnykh flyuidov* [Problems of oil prospecting geochemistry and a generalized scheme for the migration of hydrocarbon fluids]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2011, vol. 318, no.1, pp. 116-123.

Kozlova E.V., Kalmykov G.A., Gonichev D.M., Balushkina N.S. *Formy nakhozhdeniya uglevodorodov v porodakh bazhenovskoy svity* [Forms of hydrocarbons in the rocks of the Bazhenov formation]. *Geofizika*, 2015, no. 3, pp. 15-22.

Magara K. *Uplotnenie porod i migratsiya flyuidov. Prikladnaya geologiya nefti* [Consolidation of rocks and migration of fluids. Applied oil geology]. Moscow: Nedra, 1982, 296 p.

Melik-Pashaev V.S., Khalimov E.M., Seregina V.N. *Anomal'no-vysokie plastovye davleniya v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh* [Abnormally high formation pressures in oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1983, 181 p.

Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii [Assessment of potential hydrocarbon resources based on modeling the processes of their generation, migration and accumulation]. S.G. Neruchev, T.K. Bazhenova, S.V. Smirnov, O.A. Andreeva, L.I. Klimova. St. Petersburg: Nedra, 2006, 364 p.

Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F., Kornev V.A., Maksimov E.M. *Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Petroleum structures of the Western Siberian basin]. Moscow: Nedra, 1988, 303 p.

Tissot B.P., Welte D.H. *Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration*. Berlin, Heidelberg, New York, Springer-Verlag, 1978, 538 p.

Vassoevich N.B. *Izbrannye trudy. Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdenie nefti* [Selected Works. Geochemistry of organic matter and the origin of oil]. Moscow: Nauka, 1986, 368 p.

Vassoevich N.B. *Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefti (istoricheskiy obzor i sovremennoe sostoyanie)* [Theory of sedimentary-migration origin of oil (historical review and current state)]. *Izvestiya AN SSSR. Seriya Geologiya*, 1967, no.11, pp. 135-156.

Zanin Yu.N., Eder V.G., Zamiraylova A.G., Krasavchikov V.O. *Models of the REE distribution in the black shale Bazhenov Formation of the West Siberian marine basin, Russia*. *Chemie der Erde-Geochemistry*, 2010, vol. 70, no. 4, pp. 363- 376.

© Чистякова Н.Ф., 2022

