

падной Сибири / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец, О. И. Симоненкова и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997. — № 4. — С. 2—15.

9. Лопатин Н. В., Емец Т. П. Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратотипов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6 // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 7. — С. 9—19.

10. Прасолов Э. М., Титова Г. И., Токарев И. В. Изотопно-геохимическая схема образования и миграция газов на Западно-Сибирской плите и ее проверка по данным исследования сверхглубокой тюменской скважины // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь, 2000. — С. 129—130.

УДК 553.98.061.17(571.1)

ТИПЫ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ИХ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ

Т. Л. Виноградова, С. А. Пуанова
(ИПНГ РАН)

Рассмотрены геохимические закономерности пространственного размещения типов скоплений и особенности их углеводородного состава на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Приведены таблицы распределения углеводородных скоплений и их углеводородного состава по вертикальной шкале осадочного разреза мезозойских отложений и их связь с глубиной и палеотемпературами.

Предложена новая карта прогноза нефтяных углеводородных систем в верхнеальб-сеноманских отложениях Западно-Сибирского НГБ.

The geochemical laws of spatial placement of types of hydrocarbon systems and features of their composition in north West-Siberian oilbearing basin are considered. The tables of distribution hydrocarbon systems and their hydrocarbon composition on a vertical scale of sediment section Mesozoic sediments and their connection with depth and paleotemperatures are given.

The new map of the forecast naphthenic hydrocarbon systems in Upperalbian-senoman sediments of West-Siberian oilbearing basin is offered.

Проблеме нефтегазоносности мезозойских отложений Западной Сибири и геохимической типизации углеводородных флюидов (нефтей, конденсатов и газов) посвящены работы А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.И. Салманова [8], А.Э. Конторовича, О.Ф. Стасовой [9], М.Я. Рудкевича, Л.С. Озеранской [18—22], И.В. Гончарова [4, 5], Л.В. Рылькова и др. [23], В.И. Ермакова, Н.Н. Немченко и др. [6, 7], Н.Н. Немченко, А.С. Ровенской и др. [13—15], И.И. Нестерова и др. [16], И.М. Соколовой и др. [24], Н.С. Воробьевой, Ал.А. Петрова и др. [3], Н.В. Лопатина и др. [12], В.С. Суркова и др. [25], Е.А. Фурсенко [26], Л.С. Борисовой и др. [1], А.М. Брехунцова и др. [2], А.Э. Конторовича и др. [10, 11].

Несмотря на большое количество работ, учитывая широкий диапазон нефтегазоносности мезозойских отложений севера Западно-Сибирского НГБ и сложность УВ состава его скоплений, было интересно уточнить границы распространения нефтяных флюидов в альб-сеноманских отложениях. Этой проблеме и посвящена данная статья.

Надым-Тазовская нефтегазоносная область (НГО) располагается в газонефтеносном суббассейне. Он занимает северную часть Западно-Сибирского НГБ и в геотектоническом отношении представляет собой совокупность глубоких синеклиз с толщиной осадочного чехла до 6...8 км [21, 22]. Данный суббассейн

выполнен мезо-кайнозойскими образованиями, залегающими на герцинском фундаменте. Нефтегазоносны отложения осадочного чехла от нижней юры до верхнего мела. Здесь установлены следующие типы углеводородных скоплений: газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, нефтяные, газонефтяные. Они отличаются разнообразными физико-химическими свойствами нефтей и конденсатов и своеобразным углеводородным составом.

Сводный осадочный чехол Надым-Тазовской НГО представлен 8 формациями [22], которые включают:

нижне-среднеюрскую, *прибрежно-морскую* и *континентальную*, *песчано-алевроито-глинистую*, *линзовидно-слоистую*, *серо- и темноцветную*, *субугленосную*;

верхнеюрскую (келловой-кимериджского возраста), *мелководно-морскую*, *алевроито-глинистую*, *масивную* и *грубоплитчатую*, *сероцветную*;

верхнеюрскую (волжского возраста), *глубоководно-морскую*, *глинистую*, *тонкоплитчатую*, *темноцветную*, *битуминозную*;

нижнемеловую (берриас-нижневаланжинскую), *глубоководно-морскую*, в основном *песчано-алевроитовую* с градационной слоистостью, *темноцветную* и *глинистую*;

нижнемеловую (верхневаланжин-нижнеготеривскую), *мелководно-прибрежно-морскую*, *песчано-*

глинистую, ритмично горизонтально слоистую, сероцветную;

нижнемеловую (верхнеготеривско-барремскую), *прибрежно-морскую и лагунную*, песчано-алевроитоглинистую, линзовидно-слоистую, серо- и зеленоцветную;

нижне-верхнемеловую (апт-сеноманскую), *прибрежно-континентальную*, алевроито-песчаную и песчано-аллювиальную и дельтовую, массивную, косослоистую, сероцветную;

верхнемеловую (туронскую), *глубоководно-морскую*, глинистую, темно- и сероцветную.

Соответственно, в разрезе Надым-Тазовской НГО выделяют 7 нефтегазовых комплексов (НГК): 1) нижне-среднеюрский; 2) верхнеюрский, келловей-оксфордский; 3) нижнемеловый, берриас-нижне-валанжинский, зональный (ачимовская пачка); 4) нижнемеловой, верхневаланжин-нижнеготеривский; 5) нижнемеловой, верхнеготерив-барремский; 6) нижнемеловой, аптский; 7) нижне-верхнемеловой, альб-сеноманский.

Наиболее полные геохимическая классификация и прогноз состава нефтей и конденсатов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна были предложены М.Я. Рудкевичем, Л.С. Озеранской [18—22]. Последующие работы, посвященные геохимии нефтей, конденсатов и газов, детализируют картину геохимического состава углеводородных флюидов [1, 2, 4, 5, 10, 11, 14, 15, 24, 26]. М.Я. Рудкевичем и др. [21] при составлении геохимической классификации были предложены типы, подтипы, классы и подклассы. Классы и подклассы выделялись по физико-химическим свойствам нефтей и конденсатов. Типы и подтипы устанавливались с учетом углеводородного состава бензиновых фракций.

Петров Ал. А. и др. [17], изучив более 400 образцов нефтей различного возраста из разных НГБ, предложили метод определения химического типа нефтей с помощью газожидкостной хроматографии (УВ: C_{12} — C_{33}). Они показали, что все изученные нефти относятся к двум категориям (типам): А и Б. Нефти каждой категории разделяются на две подгруппы: А-1, А-2 в зависимости от относительной концентрации нормальных и изопреноидных алканов, Б-1, Б-2 в зависимости от наличия или отсутствия изопреноидных алканов.

Исследования, проведенные И. М. Соколовой и др. [24] по изучению состава УВ конденсатов и нефтей севера Западной Сибири, показали, что данные конденсаты и нефти относятся к различным химическим типам: А-1, А-2, Б-2, Б-1. Они подразделили нефтяные конденсаты типов Б-2 и Б-1 в зависимости от преобладающих в них структур различных химических видов — изопреноидных, циклоалка-

новых, моноцикланов геминального типа замещения, би- и трицикланов — соответственно на подтипы Б-2и и Б-2ц; Б-1м, Б-1б и Б-1т.

В табл. 1 приведена сводная схема распределения типов и подтипов нефтей и конденсатов в разрезе осадочного чехла газонефтеносного суббассейна, по М.Я. Рудкевичу и др. [21, 22], Ал.А. Петрова [17], И.М. Соколовой и др. [24]. В основу классификации УВ скоплений М.Я. Рудкевичем и др., как отмечалось, были положены физико-химические свойства нефтей и конденсатов, а также учитывался состав УВ бензиновой фракции. Данные Ал.А. Петрова и др., И.М. Соколовой и др. дополняют и детализируют эту классификацию, так как в них анализируется распределение нормальных и изопреноидных алканов по всему "телу" нефти (фракции 200...430 °С), а также учитывается распределение цикланов различного строения за счет детализации строения таких химических типов, как Б-1 и Б-2. Это показано в табл. 2, где даны групповой состав конденсатов и нефтей Западно-Сибирского НГБ и состав нефтяной группы (фракции н. к. — 235 °С). Из табл. 2 хорошо видно, как вниз по разрезу с увеличением глубины залегания УВ скоплений изменяется их групповой состав от резкого преобладания нефтяных УВ (89,3...92,7 %) в нефтях и конденсатах подтипа Б-1т к их подчиненной роли и доминированию парафиновых УВ (55,5 %) в конденсатах и нефтях типа А-1 в среднеюрских отложениях. Одновременно увеличивается количество ароматических УВ от 1,8 до 16,0 %. Более детально уменьшение доли нефтяных УВ можно проследить по группам моно-, би- и тетрацикланов (см. табл. 2).

Характерное распределение типов нефтей и конденсатов по разрезу мезозойского чехла Надым-Тазовской НГО приведено на рис. 1 — схеме вертикального размещения типов нефтей и конденсатов Уренгойского нефтегазоносного района. На ней учтены вид формации, возраст НГК и продуктивных пластов, палеотемпературы, типы залежей и составы углеводородных флюидов. Основная схема составлена по данным М.Я. Рудкевича и др. [21, 22] с нашими добавлениями по результатам более поздних работ И.М. Соколовой и др. [24], Н.С. Воробьевой и др. [3].

Как видно из рис. 1, вниз по разрезу прослеживаются закономерное изменение и увеличение степени преобразованности нефтей и конденсатов. Так, в отложениях альб-сеноманского НГК обнаружены слабопреобразованные нефтяные (цикляновые) нефти типа O_n и конденсаты типа O_r и I_r . По химической классификации Ал.А. Петрова — это тип Б-1: Б-1т; Б-1б; Б-1м. Газы альб-сеномана сухие, низкоконденсатные (до $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$), низкоазотные и низкоуглекислые. Залежи УВ приурочены к низкотемпературной зоне катагенеза на глубинах 1000...1600 м.

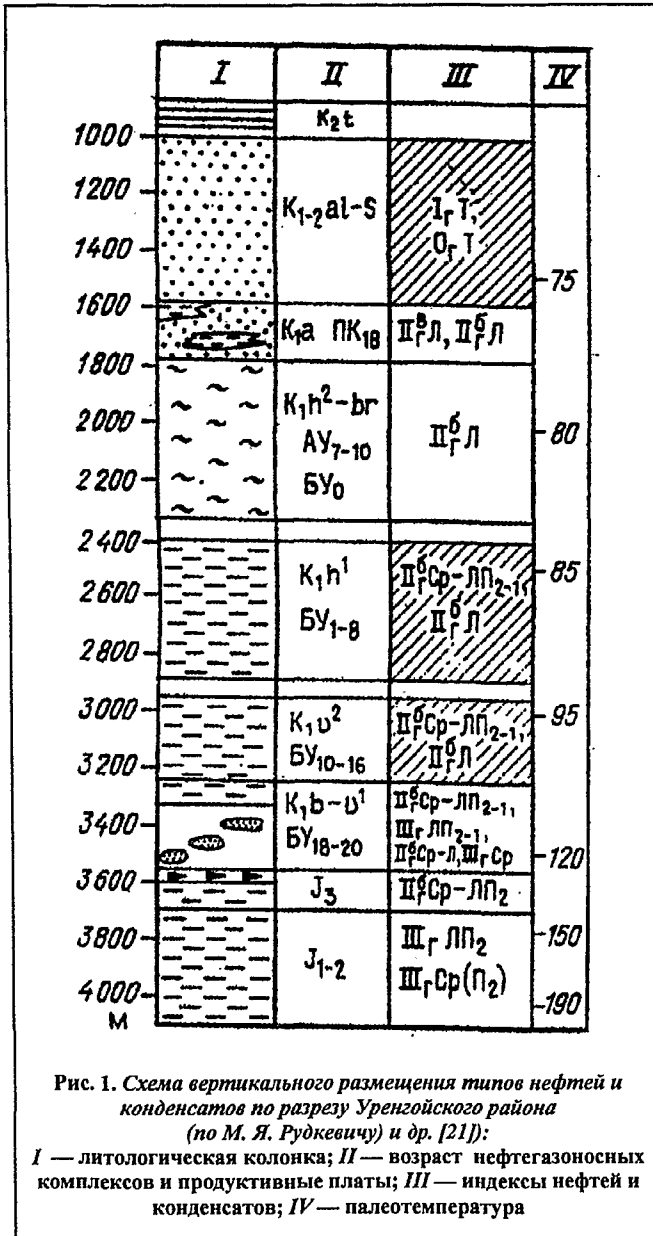
Типы и подтипы нефтей и конденсатов западно-сибирского газонефтеносного суббассейна
(по М. Я. Рудкевичу и др. [21, 22]; Ал. А. Петрову и др. [17])

Глубина вмещающих пород, км	Палеотемпература, °С	Возраст вмещающих пород	Тип нефтей и конденсатов			Подтип нефтей и конденсатов			Химический тип нефтей и конденсатов (по Петрову)
			Степень катагенеза УВ и ОВ	Индекс	Показатели К ₁ и К ₂	Индекс	Показатели К ₁ и К ₂	Групповой состав фракции н.к.—130 °С	
0,8...1,8	50...70	K ₁ ^a —K ₂ ^c	Низкая ПК	O _n ^x	Отсутствие фракции до 200 °С	—	—	Существенно циклановый (фракции 200...450 °С)	Б-1
0,7...1,2	50...70	K ₁ ^{al} —K ₂ ^c	Низкая ПК	O _r ^{xx}	Отсутствие фракции до 200 °С	—	—	Существенно циклановый (фракции 200...450 °С)	Б-1
1,0...1,6	60...80	K ₁ ^{al} —K ₂ ^c (K _{1h} , K _{1v} ² локально)	ПК	I _r ^{xx}	0,2 < K ₁ < 3,4 4,0 < K ₂ < 12,0	—	0,1 < K ₃ ≤ 0,5 0,01 < K ₄ ≤ 0,2	Существенно циклановый Циклановый	Б-1т Б-1б Б-1м
1,3...3,7	75...150	J—K _{1a}	Средняя и высокая МК ₁₋₃	II _r	1,5 < K ₁ ≤ 3,5 4,0 < K ₂ ≤ 100 (9...20)	II _r ^a	0,2 < K ₃ ≤ 0,5 0,01 < K ₄ ≤ 0,5	Циклановый Алканово-циклановый	Б-2ц Б-2и
						II _r ^b	0,5 < K ₃ ≤ 1,8 0,75 < K ₄ ≤ 1,6	Цикланово-алкановый Алканово-циклановый	Б-2и А-2
						II _r ^a	K ₃ > 1,8 0,9 < K ₄ ≤ 1,6	Цикланово-алкановый Алкановый	А-2 А-1
2,5...4,2	140...210	J—K _{1bг}	Очень высокая МК ₄₋₅	III _r	3,5 < K ₁ 10,0 < K ₂ ≤ 100 (11...20)	—	0,5 < K ₃ ≤ 1,5 0,6 < K ₄ ≤ 2,0	Цикланово-алкановый Алканово-циклановый	А-1
Типы нефтей и конденсатов						Подтипы нефтей и конденсатов			
K ₁ =Σциклогексанов/Σциклопентанов K ₂ =Σксилолов/этилбензол						K ₃ =Σалканов/Σцикланов K ₄ =ΣН-алканов/Σизоалканов			

Таблица 2

Групповой состав конденсатов и нефтей Западно-Сибирского газонефтеносного суббассейна
(по И. М. Соколовой и др. [24])

Индекс	Химический		Групповой состав фракции н.к. — 235 °С			Нафтеновая группа, фракции н.к. — 235 °С				
	Тип	Подтип	М (алканы)	Н (цикланы)	Ар (арены)	Моноциклические УВ	Бидиклические УВ	Трициклические УВ	Тетрациклические УВ	
O _n O _r	Б-1									
I _r	Б-1	Б-1т	к	7,3...9,1	89,3...92,7	1,8	4,5...10,2	36,5...57,0	25,6...46,2	2,1
		Б-1б	н	5,4...8,6	75,4...84,2	8,6...16,1	5,7...10,2	24,4...33,4	28,2...36,9	8,8...12,6
			к	12,8...18,9	81,2...87,1	—	21,4...30,5	41,1...61,8	3,9...9,6	—
			н	9,6...11,7	79,4...80,2	8,1...11,0	16,7...18,5	34,6...36,5	17,9...19,7	7,3...8,4
Б-1м	к	16,4...19,7	76,2...82,2	0,2...4,8	39,0...55,5	19,4...32,5	2,1...6,5	—		
II _r ^a	Б-2	Б-2ц	к	23,3...29,5	67,9...75,5	1,2...2,6	52,8...66,4	3,0...15,7	1,8...3,8	—
		Б-2и	н	—	—	—	—	—	—	—
			к	36,7...49,1	50,3...57,6	0,6...5,2	22,8...40,5	13,6...20,2	3,5...7,3	—
н	27,4	63,9	8,8	35,5	19,4	8,9	0,1	—		
II _r ^b	А-2	к	39,6	56,2	4,3	42,8	12,2	1,2	—	
III _r	А-1	к	41,9...55,5	28,5...46,0	12,1...16,0	15,9...32,2	1,3...9,0	1,2...4,8	—	



В аптском комплексе на глубинах 1600...1800 м преобладают конденсаты типа II_г (подтип II_г⁶—Б-2ц). Ниже, до глубины 3200 м, распространены конденсаты и нефти из оторочек НГК залежей, относящиеся к типу II_г (подтип II_г⁶—Б-2и, А-2). На глубинах 3200—3600 м при доминирующей роли нефтей и конденсатов типа II_г появляется тип III_г (А-1), который становится преобладающим на глубинах 3700...4200 м в нижне-среднеюрском комплексе. Конденсаты типа III_г отличаются своеобразным составом. Для них характерны повышенная цикличность за счет аренов и шестичленных цикланов и высокое содержание алканов. Это приводит к утяжелению конденсатов III_г Ср (П₂) и сближению их физико-химического облика с нефтями III_г ЛП₂. Свободные газы этих залежей полужирные и жирные, средне- (51...100 см³/м³) и высококонденсатные (>100 см³/м³), малоазотные и малоуглекислые.

М.Я. Рудкевичем и др. [21,22] предложена сводная карта распространения разнотипных нефтей и конденсатов для всего разреза Западно-Сибирского НГБ. При ее построении за основу были взяты карты районирования тех НГК, которые являются главными, т. е. содержат основную массу УВ в залежах конкретных НГО и НГР. В Надым-Тазовской НГО главными НГК являются нижнемеловой — верхневаланжин-нижнеготеривский и ниже-верхнемеловой — альбеноманский. В верхневаланжин-нижнеготеривском комплексе в центральной части Надым-Тазовской НГО развит тип углеводородных флюидов II_г Ср-ЛП₂₋₁ (Б-2и, А-2). Он прослеживается и за северными границами области. В западной (по р. Надым) и восточной (до р. Таз) частях Надым-Тазовской НГО распространен тип II_г⁶ ЛП₂₋₁ (А-2). В ее крайней восточной части (восточнее реки Таз) преобладает тип II_г⁶ Т-Ср П₂ (Б-2ц, Б-2и, А-2) — нефти высокой и средней плотности, со средним и низким содержанием твердых парафинов.

На рис. 2 приведена карта прогноза состава нефтеных углеводородных систем верхнеальбеноманских отложений по северу Западно-Сибирского бассейна, где проанализированы отличия нефтеных конденсатов и нефтей по углеводородному составу с учетом данных И.М. Соколовой и др. [24] по индивидуальному составу УВ фракции (н.к. — 235 °С) (фракции n-C₆—n-C₁₃). На основе этих материалов детализируются классы конденсатов и нефтей, предложенные М.Я. Рудкевичем и др. (см. табл. 1, 2).

На карте выделяются три зоны распространения различных химических подтипов нефтеных флюидов.

Первая зона — центральная — зона развития нефтеных УВ систем подтипа Б-1т. Она занимает практически всю северную часть Надым-Тазовской НГО. В углеводородном составе фракции (н.к. — 235 °С) этих нефтеных систем преобладают трицикланы (см. табл. 2). Зона конденсатов подтипа Б-1т простирается от Медвежьего месторождения на западе до Геофизического на севере и до Заполярного месторождения на востоке. На западе и в большей степени на востоке она окаймляется полосами распространения нефтеных нефтей подтипа Б-1т.

Вторая зона занимает южную часть Надым-Тазовской НГО, восточный район п-ова Ямал и Гыданский полуостров. Это область развития нефтеных углеводородных систем подтипа Б-1б, в составе которых доминируют бицикланы. Нефтеные конденсаты подтипа Б-1б широко распространены на Ямале, Гыдане, обнаружены на шельфе Карского моря (месторождения Ленинградское, Русаковское). Они встречаются также в южной части Надым-Тазовской области (месторождения Юбилейное, Ямсовейское), в междуречье Надыма и Пура. Южнее этих месторождений, вплоть до Ван-Еганского месторождения, господствуют нефтеные нефти подтипа Б-1б.

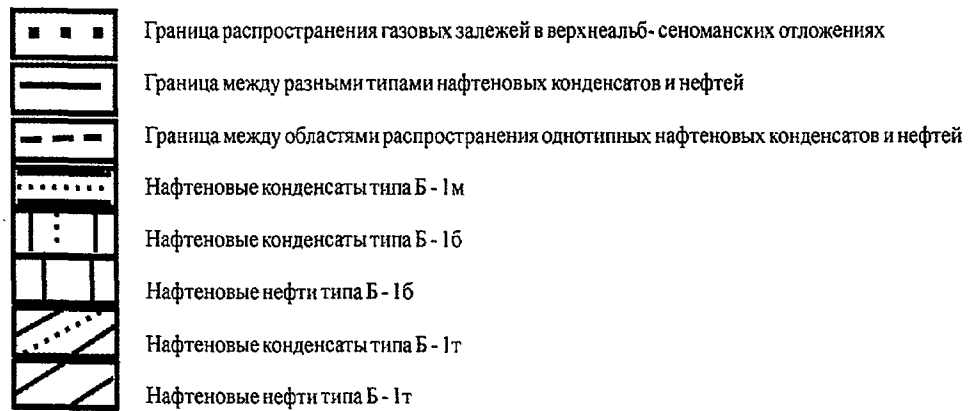
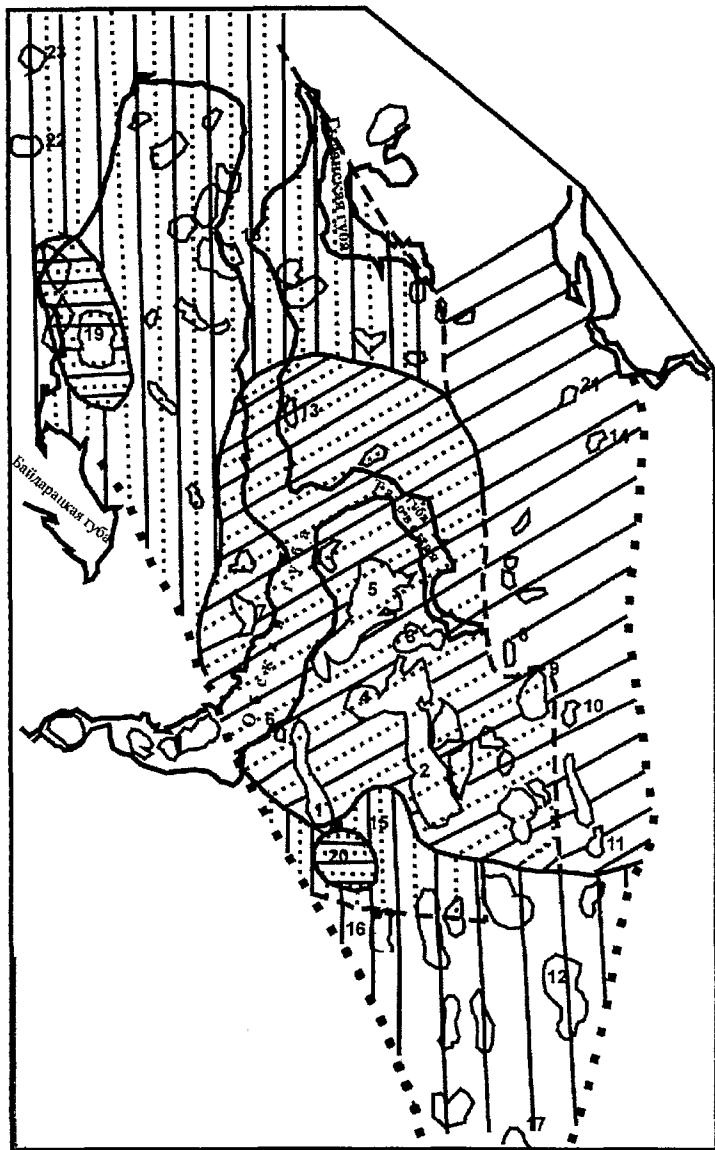


Рис. 2. Схематическая карта прогноза состава нефтяных углеводородных систем верхнеальб-сеноманских отложений газонефтеносного Западно-Сибирского суббассейна:
 месторождения: 1 — Медвежье; 2 — Уренгойское; 3 — Сев. Уренгойское; 4 — Песцовое; 5 — Ямбургское; 6 — Сандибинское; 7 — Новопортовское; 8 — Тазовское; 9 — Заполярное; 10 — Русское; 11 — Новочасельское; 12 — Харампурское; 13 — Геофизическое; 14 — Мессояхское; 15 — Юбилейное; 16 — Северо-Комсомольское; 17 — Ван-Еганское; 18 — Южно-Гамбейское; 19 — Бованенковское; 20 — Пангодинское; 21 — Пеляткинское; 22 — Ленинградское; 23 — Русаковское

Третья зона развития конденсатов подтипа Б-1м представлена двумя областями — северной и южной. Конденсаты подтипа Б-1м распространены в западной части Ямала (месторождения Бованенковское и Харасавейское) и в низовьях р. Надым (месторождение Пангодинское). В составе этих нефтяных конденсатов доминируют моноцикланы.

Рассмотрим наиболее яркие черты отличия между разными химическими подтипами Б-1 (табл. 2).

В конденсатах и нефтях подтипа Б-1г общая сумма трициклических УВ достигает 46,2 %. Во фракциях $n-C_7-n-C_8$ и $n-C_8-n-C_9$ среди нефтяных УВ преобладают циклопентановые углеводороды, а также группа гемциклопентанов. Отношение Σ циклогексанов/ Σ циклопентанов составляет 0,58...0,69. Трициклические УВ появляются с фракции $n-C_{10}-n-C_{11}$ и доминируют в следующих фракциях ($C_{11}-C_{12}$; $n-C_{12}-n-C_{13}$). В этих фракциях трициклические УВ (трицикланы) представлены УВ ряда адамантана: адамантан, моно-, ди-, три- и тетразамещенные метил-адамантаны. Помимо гомологов адамантана, эти фракции обогащены бицикланами мостикового типа строения.

В конденсатах и нефтях подтипа Б-1б общее количество бициклических УВ составляет 36,5...61,8 % (см. табл. 2). В легких фракциях ($n-C_7-n-C_8$; $n-C_8-n-C_9$) флюидов этого подтипа слегка доминируют циклопентановые и гемциклопентановые УВ. Отношение Σ циклогексанов/ Σ циклопентанов составляет 0,95...1,03.

Бициклические УВ появляются с фракции $n-C_8-n-C_9$ и в более высококипящих фракциях начинают преобладать. Среди бициклических структур значительную роль играют мостиковые структуры (бицикло /3,2,1/ октаны, бицикло /2,2,2/ октаны), а доминируют конденсированные структуры (бицикло /3,3,0/октаны и бицикло /4,4,0/деканты).

Общее содержание моноциклических УВ в конденсатах подтипа Б-1м достигает 55,5 %.

Во фракции $n-C_7-n-C_8$ количество циклогексанов превышает количество циклопентанов незначительно. Гемциклопентаны и гемциклогексаны присутствуют почти в равных концентрациях. Фиксируются аномально высокие значения циклогексана и метилциклогексана. С фракции $n-C_8-n-C_9$ циклогексановые соединения обоих типов начинают превалировать. Отношение Σ циклогексанов/ Σ циклопентанов составляет 1,9...2,2.

Среди алканов в конденсате доминируют гемзамещенные УВ (гомологи, изомеры). Для цикланов также характерно преобладание гемзамещенных соединений — как гемциклопентанов, так и гемциклогексанов (фракции $n-C_8-n-C_{13}$).

Фракции $n-C_7-n-C_{13}$ обогащены гемциклопентанами, ди-, триметилзамещенными и гемциклогексановыми ди-, три- и тетраметилзамещенными. Во фракциях $n-C_{10}$ и выше преобладают структуры каротиноидного вида и соединения содержащие геминальную группировку.

Характерен состав бициклических УВ. Во фракциях до $n-C_{10}$, концентрации конденсированных и мостиковых структур близки, далее преобладают бицикло/4,4,0/декан и его гомологи.

Выводы

1. Выявлены закономерности изменения и особенности углеводородного состава природных газоконденсатных смесей в глубокозалегающих залежах севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

2. На основе обобщения всего исследованного материала составлена уточненная карта прогноза нефтяных углеводородных систем в верхнеальб-сеноманских отложениях севера Западной Сибири. На карте выделяются три зоны распространения химических подтипов нефтяных флюидов. Первая — зона развития нефтяных углеводородных систем подтипа Б-1г, где преобладают трицикланы. Вторая — зона распространения нефтяных углеводородных систем подтипа Б-1б. В составе этих систем преобладают бицикланы. В третьей зоне доминируют нефтяные конденсаты подтипа Б-1м, в составе которых преобладают моноцикланы.

3. Совокупность выявленных закономерностей типизации и пространственного размещения скопленных разного фазового и углеводородного составов будет способствовать более эффективной оценке перспектив нефтегазоносности территории, а также совершенствованию методов раздельного прогноза, т. е. установлению типа флюидов, что важно при разработке методики разработки и эксплуатации залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геохимия низкокипящих углеводородов нефтей Северного Приобья / Л.С. Борисова, Е.А. Фурсенко, А.Э. Контарович и др. // Геология и геофизика. — 2000. — Т. 41, № 11. — С. 1594—1607.
2. Условия формирования и закономерности размещения углеводородов в мезозойских отложениях севера Западной Сибири / А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин, Н.П. Дещеня, И.Л. Левинзон // Современные проблемы геологии нефти и газа. — М.: Научный мир, 2001. — С. 45—50.
3. Биометки нефтей Западной Сибири / Н.С. Воробьева, З.К. Земскова, В.Г. Пунанов и др. // Нефтехимия. — 1992. — Т. 32, № 5.
4. Гончаров И.В. Состав бензиновых УВ нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 1985. — № 12. — С. 39—44.
5. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. — М.: Недра, 1987. — 181 с.
6. Особенности формирования сеноманских газонефтяных залежей на месторождениях севера Западной Сибири / В.И. Ермаков, Н.Н. Немченко, Н.Х. Кулахметов, А.С. Ровенская // Докл. АН СССР. — 1972. — Т. 206, № 3. — С. 713—715.
7. Ермаков В.И., Немченко Н.Н. Определение времени формирования газовых залежей сеномана севера Западной Сибири по данным комплексного анализа геологических, геохимических и гидрогеологических показателей // Время

- формирования залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1976. — С. 108—113.
8. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.И. Салманов и др. — М.: Недра, 1975. — 679 с.
9. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Типы нефтей в осадочной оболочке // Геология и геофизика. — 1978. — № 8. — С. 3—13.
10. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов нижней и средней юры на севере Западно-Сибирского НГБ / А. Э. Конторович, А. Н. Фомин, Л. С. Борисова и др. // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ. — М., 2001. — С. 20—22.
11. Генетические типы нефтей в юре и мелу центральных и северных районов Западно-Сибирского НГБ / А. Э. Конторович, Л. С. Борисова, В. П. Данилова и др. // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ. — М., 2001. — С. 92—94.
12. Геохимические предпосылки поисков нефти и газа в глубокозалегающих юрских и триасовых отложениях Западной Сибири / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец, О. И. Симоненкова, Ю. И. Галушкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997 — № 4. — С. 2—16.
13. Немченко Н.Н., Шпильман К.А., Ровенская А.С. Геохимические условия формирования газоконденсатных залежей севера Западной Сибири // Нефтегазоносные бассейны СССР. — М.: МГУ, 1979. — С. 75—78.
14. Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шюелл М. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 1999. — № 1-2. — С. 45—46.
15. Немченко Н.Н. Избранные труды, посвященные проблемам геологии нефти и газа. — М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2000. — 456 с.
16. Нестеров И.И., Немченко Н.Н., Ровенская А.С. Фазово-генетические показатели углеводородной зональности Западной Сибири (по данным индивидуального углеводородного состава нефтей и конденсатов) // Докл. АН СССР. — 1988. — Т. 300, № 3. — С. 693—696.
17. Петров Ал. А. Углеводороды нефти. — М.: Наука, 1984. — 263 с.
18. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Классификация нефтей и конденсатов Западно-Сибирского бассейна по составу их легких фракций // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. — М.: Наука, 1978. — С. 128—144.
19. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Нефтегазогеологическое районирование (на примере Западно-Сибирского бассейна) // Изв. АН СССР. Сер. геол.— 1982. — № 1. — С. 104—105.
20. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Закономерности образования и размещения зон преимущественного нефте- и газонакопления (на примере Западно-Сибирского бассейна) // Условия образования и закономерности размещения залежей нефти и газа. — Киев, 1983. — С. 246—252.
21. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Геохимическая классификация и прогноз состава нефтей и конденсатов в Западно-Сибирском НГБ // Советская геология. — 1985. — № 8. — С. 97—107.
22. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова и др. — М.: Недра, 1988. — 303 с.
23. Рыльков А.В., Потеряева В.В. Оценка фазового состояния УВ в глубокопогруженных горизонтах осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Тр. / ЗапСибНИГНИ. — 1979. — № 140. — С. 100—102.
24. Соколова И.М., Абрютина Н.Н., Петров Ал.А. Углеводородный состав и химическая типизация нафтенных газовых конденсатов и нафтенных нефтей. — 1989. — 69 с. (Обзор / ВИЭМС. Геология методы поисков и разведки месторождений нефти и газа).
25. Сурков В.С., Смирнов А.В. Тектонические события кайнозоя и фанерозоя и фазовая дифференциация УВ в готерив-сеноманском комплексе Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. — 1994. — № 1. — С. 37—43.
26. Фурсенко Е.А. Генетическая диагностика нефтей северных районов Среднего Приобья Западной Сибири по составу низкокипящих УВ C_5 — C_8 // Докл. РАН. — 2000. — Т. 374, № 3. — С. 382—384.