

УДК 552.143+553.98:551.761(268.45)

Д.А. Норина¹, А.В. Ступакова², Т.А. Кирюхина³

УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО БАССЕЙНА

В связи с открытием значительных запасов углеводородов в Баренцевоморском бассейне глинистые отложения триаса представляют большой интерес как потенциальные нефтегазоматеринские толщи. Прослежена взаимосвязь между нефтегазогенерационным потенциалом триасовых отложений, типом и количеством органического вещества в них и палеогеографическими условиями их накопления. Нефтегазоматеринские толщи с наилучшими свойствами приурочены к нижне-среднетриасовым отложениям литофациальной зоны глубокого шельфа на западе региона. Глинистые отложения мелководно-морских фациальных зон и дельт обладают средним и бедным газоматеринским потенциалом. У триасовых отложений озерно-аллювиальных равнин нефтегазоматеринский потенциал практически отсутствует.

Ключевые слова: триасовые нефтегазоматеринские толщи, геохимические исследования, нефтегазоматеринский потенциал, условия осадконакопления, литофациальные зоны, Баренцевоморский бассейн.

The Barents Sea shelf contains considerable oil and gas resources, and shales of Triassic succession represent a great interest as the most probable source rocks for these hydrocarbons. Connection between hydrocarbon generation potential of Triassic source rocks, type and quantity of organic matter and depositional environments was evaluated. Best-quality source rocks are found in Lower and Middle Triassic deposits of deep shelf litho-facial zone in the western part of the region. Shale's of shallow-marine and deltaic litho-facial zones have average and low gas generation potential. Triassic deposits of fluvial-coastal plains have almost no source rock potential.

Key words: Triassic source rocks, geochemical analysis, hydrocarbon generation potential, depositional environments, litho-facies zones, Barents Sea basin.

Введение. В связи с открытием крупнейших месторождений углеводородов в мезозойских резервуарах Баренцева моря для геологов представляют большой интерес глинистые триасовые отложения как наиболее вероятные нефтегазоматеринские породы (НМП). Для успешного проведения дальнейших нефтегазопроисловых работ в регионе важно выявить закономерности изменения характеристик триасовых НМП по площади и в разрезе. Так как условия осадконакопления влияют на тип, количество и сохранность органического вещества в осадке, т.е. на исходный нефтегазоматеринский потенциал НМП, нами выполнен комплексный анализ геохимических параметров триасовых отложений и их литофациальных особенностей для всего Баренцевоморского региона.

В конце 1980-х гг. специалисты ФГУП «Арктикморнефтегазразведка» и «ВНИИОкеангеологии» начали изучение нефтегазоматеринских свойств триасовых отложений по керновым и шламовым данным, полученным из параметрических скважин на акватории

Баренцева моря и обрамляющих островах [Данюшевская, 1995]. Специалисты ВНИГРИ изучали многочисленные нефте- и битумопроявления в триасовых породах в обнажениях и скважинах [Клубов и др., 1998]. Данные о связи нефтематеринских свойств триасовых пород разных районов Баренцевоморского шельфа и условий их накопления приводятся в работах [Григорьева и др., 1998; Vjoroy et al., 2010; Leith et al., 1992].

Материалы и методы исследований. Геохимические исследования проводили в лабораториях кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Изучено 20 образцов триасовых НМП из обнажений с островов арх. Земля Франца Иосифа (ЗФИ) и Шпицберген, предоставленных специалистами ВСЕГЕИ и отобранных в ходе полевых работ студентами и сотрудниками кафедры. Используются также литературные геохимические данные и результаты пиролиза триасовых отложений из обнажений на Шпицбергене,

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирантка; *e-mail:* daria.norina@gmail.com

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, докт. геол.-минерал. н., профессор; *e-mail:* stoupakova@gmail.com

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, канд. геол.-минерал. н., вед. науч. с.; *e-mail:* takir@bk.ru

скв. Нагурская, Хейса и Северная на ЗФИ [Данюшевская, 1995], а также из скважин в акватории Баренцева и Печорского морей [Официальный сайт Norwegian Petroleum Directorate, 2010].

Изучение условий осадконакопления триасовых отложений в Баренцевом море основано на описаниях обнажений, кернового и шламового материала из скважин, а также каротажных данных. Для юго-восточной части Баренцева моря использованы результаты авторской интерпретации [Казанин и др., 2011] сейсмических данных съемки 2008—2010 гг., выполненной ОАО МАГЭ. Построенные литофациальные карты для ранне-, средне- и познетриасовых эпох дополнены литературными данными [Geological History, 2009; Glorstad-Clark et al., 2010].

Геохимические исследования включали применение набора методов для качественной и количественной характеристики органического вещества (ОВ): макро- и микроописание породы, пиролиз Rock Eval, люминесцентно-битуминологическое опробование, холодную жидкостную экстракцию в хлороформе, разделение асфальтеновой и масляно-смолистой составляющих битумоида. Нормальные и изопреноидные алканы состава C_{11} — C_{32} анализировали методом газожидкостной хроматографии на хроматографе «Perkin Elmer». Хроматомасс-спектрометрические исследования (GCMS) для алкановой и ароматической фракций битумоидов проводили на приборе «Finnigan MAT-900 XP». Результаты геохимических анализов детально рассмотрены в нашей предыдущей статье [Кирюхина и др., 2012].

Принадлежность триасовых отложений к той или иной литофациальной зоне устанавливали на основе литологических, структурных и текстурных признаков пород, их мощности, находок флоры и фауны. Литофациальные зоны подтверждены литолого-стратиграфическими колонками для триасовых отложений в скважинах и обнажениях на обрамлении Баренцевоморского шельфа. Кривые колебаний уровня моря показывают цикличность смены условий осадконакопления от континентальных к морским шельфовым (рис. 1). Интерполяцию литофациальных зон в участках акватории, не охарактеризованных бурением, проводили с использованием сейсмических данных: анализировали прослеживаемость, границы, изменение мощности и характеристику сейсмофаций триасового сейсмостратиграфического комплекса [Казанин и др., 2011]. При этом были учтены тектоническое строение и геологическая история развития региона.

Триасовые литофациальные зоны. Баренцево море в триасовом периоде представляло собой широкий шельфовый эпиконтинентальный бассейн глубиной до 200 м, открывающийся на север в океан. Триасовое осадконакопление следовало за пермским, иногда с небольшим стратиграфическим перерывом. Граница между пермскими и триасовыми отложениями хорошо видна на сейсмических разрезах в бортовых частях бассейна [Казанин и др., 2011]. В централь-

ных же частях впадин этот перерыв, по-видимому, отсутствовал, так как несогласие не прослеживается. В течение триаса было несколько локальных перерывов в осадконакоплении, происходило поднятие и осушение отдельных районов. Последующий предъюрский (рэтский) размыв сильнее всего проявился вблизи растущего Новоземельского орогена [Казанин и др., 2011], поднятие которого происходило в несколько этапов, начиная со среднего триаса. Часть верхне- и среднетриасовых отложений была размыва в результате мощного поднятия и эрозии, неравномерно проявившейся в Баренцевоморском бассейне в позднем мелу и кайнозое.

На территории Баренцевоморского шельфа в триасовом периоде существовали континентальные и морские обстановки осадконакопления, а также их переходные разности. На основе литологических, структурных и текстурных признаков пород, их мощности, находок флоры и фауны для каждой обстановки выделена одна или несколько литофациальных зон (рис. 1) [Градзинский и др., 1980; Обстановки осадконакопления, 1990].

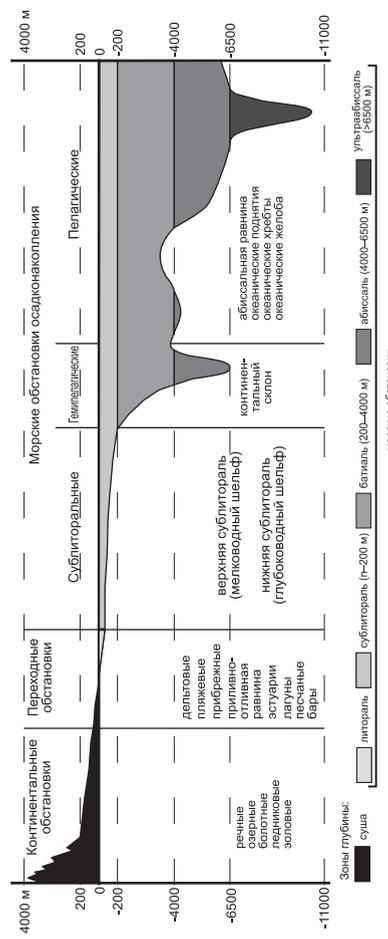
В континентальных обстановках выделяются *зоны эрозии и озерно-аллювиальные равнины*. Зоны эрозии характеризуются преобладанием эрозионных процессов и представляют собой источник сноса обломочного материала и растительного детрита.

Отложениям *озерно-аллювиальных равнин* присуща сильная изменчивость осадков в разрезе и по горизонтали. *Аллювиальные осадки* характеризуются линзовидным переслаиванием хорошо отсортированных песчаников, алевролитов и глин, встречаются прослойки конгломератов. Породы обычно пестрые или красноцветные из-за присутствия в осадках гематита и оксидов железа, преобладания окислительных обстановок и быстрого захоронения осадков. Песчаники и алевролиты характеризуются полимиктовым составом обломков, глинистым и глинисто-карбонатным цементом, плохой и умеренной сортировкой, диагональной желобчатой или сложной косой слоистостью. В песчано-глинистых осадках часто отмечается линзовидная слоистость. Фаунистические остатки практически отсутствуют (за исключением раковин пресноводных моллюсков, костей рептилий и рыб). Встречаются фрагменты высшей растительности, споры, пыльца.

В *переходных континентально-морских обстановках* осадконакопления выделены литофациальные зоны дельтовой равнины и фронта дельты, продельты, зоны развития приливно-отливных равнин и лагун, а также отмели, периодически затопляемые морем. *Дельтовые обстановки* в большинстве классификаций разделяются на три зоны — дельтовая равнина, фронт дельты и продельта, которые отличаются по составу и признакам осадков. *Дельтовая равнина* включает в себя разветвляющиеся русла рек (распределительные каналы), вдоль которых развиты береговые гряды. Между ними лежат обширные болота, мелкие озера, лагуны. К узкой зоне *фронта дельты* принадлежит

Северная скв. (ЗФИ)

Отдел	Ярус	Глубина, м	Литология	Мощность, м	ТОС, %			
					1	2	3	4
Верхняя	Н. Карниевский	100						
	В. Норинский	200		325				
	Н. Норинский	300						
	Г. Норинский	400						
	В. Карниевский	500		555				
	Н. Карниевский	600						
	Г. Карниевский	700						
	В. Карниевский	800						
	Н. Карниевский	900						
	Г. Карниевский	1000						
Средняя	Н. Карниевский	1100						
	В. Карниевский	1200		725				
	Н. Карниевский	1300						
	Г. Карниевский	1400						
	В. Карниевский	1500						
	Н. Карниевский	1600						
	Г. Карниевский	1700						
	В. Карниевский	1800						
	Н. Карниевский	1900						
	Г. Карниевский	2000						
Нижняя	Н. Карниевский	2100						
	В. Карниевский	2200						
	Н. Карниевский	2300						
	Г. Карниевский	2400						
	В. Карниевский	2500						
	Н. Карниевский	2600						
	Г. Карниевский	2700						
	В. Карниевский	2800						
	Н. Карниевский	2900						
	Г. Карниевский	3000						



Северо-Кильдинская скв.

Отдел	Ярус	Глубина, м	Литология	Мощность, м	ТОС, %			
					1	2	3	4
Верхняя	Н. Карниевский	100						
	В. Карниевский	200		57				
	Н. Карниевский	300						
	Г. Карниевский	400						
	В. Карниевский	500						
	Н. Карниевский	600						
	Г. Карниевский	700						
	В. Карниевский	800						
	Н. Карниевский	900						
	Г. Карниевский	1000						
Средняя	Н. Карниевский	1100						
	В. Карниевский	1200						
	Н. Карниевский	1300						
	Г. Карниевский	1400						
	В. Карниевский	1500						
	Н. Карниевский	1600						
	Г. Карниевский	1700						
	В. Карниевский	1800						
	Н. Карниевский	1900						
	Г. Карниевский	2000						
Нижняя	Н. Карниевский	2100						
	В. Карниевский	2200						
	Н. Карниевский	2300						
	Г. Карниевский	2400						
	В. Карниевский	2500						
	Н. Карниевский	2600						
	Г. Карниевский	2700						
	В. Карниевский	2800						
	Н. Карниевский	2900						
	Г. Карниевский	3000						

Шпицберген, центр

Отдел	Ярус	Литология	Глубина, м	Мощность, м	ТОС, %			
					1	2	3	4
Триасовая	Н. Карниевский		7-120					
	В. Карниевский		31-380					
	Н. Карниевский		16-93					
	Г. Карниевский		65-262					
	В. Карниевский		35-353					
	Н. Карниевский		35-353					
	Г. Карниевский		60-253,5					
	В. Карниевский							
	Н. Карниевский							
	Г. Карниевский							

Нагурская скв. (ЗФИ)

Отдел	Ярус	Глубина, м	Литология	Мощность, м	ТОС, %			
					1	2	3	4
К	Н. Карниевский	100						
	В. Карниевский	200						
	Н. Карниевский	300						
	Г. Карниевский	400						
	В. Карниевский	500						
	Н. Карниевский	600						
	Г. Карниевский	700						
	В. Карниевский	800						
	Н. Карниевский	900						
	Г. Карниевский	1000						
К	Н. Карниевский	1100						
	В. Карниевский	1200						
	Н. Карниевский	1300						
	Г. Карниевский	1400						
	В. Карниевский	1500						
	Н. Карниевский	1600						
	Г. Карниевский	1700						
	В. Карниевский	1800						
	Н. Карниевский	1900						
	Г. Карниевский	2000						
К	Н. Карниевский	2100						
	В. Карниевский	2200						
	Н. Карниевский	2300						
	Г. Карниевский	2400						
	В. Карниевский	2500						
	Н. Карниевский	2600						
	Г. Карниевский	2700						
	В. Карниевский	2800						
	Н. Карниевский	2900						
	Г. Карниевский	3000						
К	Н. Карниевский	3100						
	В. Карниевский	3200						
	Н. Карниевский	3300						
	Г. Карниевский	3400						
	В. Карниевский	3500						
	Н. Карниевский	3600						
	Г. Карниевский	3700						
	В. Карниевский	3800						
	Н. Карниевский	3900						
	Г. Карниевский	4000						
К	Н. Карниевский	4100						
	В. Карниевский	4200						
	Н. Карниевский	4300						
	Г. Карниевский	4400						
	В. Карниевский	4500						
	Н. Карниевский	4600						
	Г. Карниевский	4700						
	В. Карниевский	4800						
	Н. Карниевский	4900						
	Г. Карниевский	5000						

Восточный Свальбард

Отдел	Ярус	Литология	Глубина, м	Мощность, м	ТОС, %			
					1	2	3	4
Верхняя	Н. Карниевский		300					
	В. Карниевский		51-130					
	Н. Карниевский		240-400					
	Г. Карниевский		326					
	В. Карниевский		367					
	Н. Карниевский							
	Г. Карниевский							
	В. Карниевский							
	Н. Карниевский							
	Г. Карниевский							

Мурманская скв.

Отдел	Ярус	Глубина, м	Литология	Мощность, м	ТОС, %			
					1	2	3	4
Верхняя	Н. Карниевский	2000						
	В. Карниевский	2100						
	Н. Карниевский	2200		416				
	Г. Карниевский	2300						
	В. Карниевский	2400						
	Н. Карниевский	2500						
	Г. Карниевский	2600						
	В. Карниевский	2700						
	Н. Карниевский	2800						
	Г. Карниевский	2900						
Средняя	Н. Карниевский	3000						
	В. Карниевский	3100						
	Н. Карниевский	3200						
	Г. Карниевский	3300						
	В. Карниевский	3400						
	Н. Карниевский	3500						
	Г. Карниевский	3600						
	В. Карниевский	3700						
	Н. Карниевский	3800						
	Г. Карниевский	3900						
Нижняя	Н. Карниевский	4000						
	В. Карниевский	4100						
	Н. Карниевский	4200						
	Г. Карниевский	4300						
	В. Карниевский	4400						
	Н. Карниевский	4500						
	Г. Карниевский	4600						
	В. Карниевский	4700						
	Н. Карниевский	4800						
	Г. Карниевский	4900						

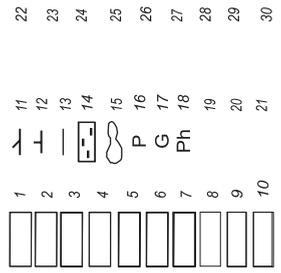


Рис. 1. Корреляция триасовых отложений по скважинам и обнажениям Баренцевоморского бассейна: 1 — конгломераты, 2 — песчаники, 3 — алевролиты, 4 — глины/аргиллиты, 5 — известняк, 6 — глинистый известняк, 7 — доломит, 8 — уголь, 9 — диабаз, 10 — базальт, 11 — сидеритовый цемент, 12 — кальцитовый цемент, 13 — глинистый цемент, 14 — углистый дегрит, 15 — карбонатные конкреции, 16 — пирит, 17 — глауконит, 18 — фосфорит, 19 — дустворки, 20 — гастроподы, 21 — брахоподы, 22 — остатки рыб, 23 — аммониты, 24 — остракоды, 25 — фораминиферы, 26 — фрагменты растений, 27 — водоросли, 28 — споры, 29 — пыльца, 30 — следы биотурбации. Обстановки осадконакопления: 1 — континентальные, 2 — переходные, 3 — мелководно-шельфовые, 4 — глубоководно-шельфовые

верхняя часть подводного склона, имеющая самый большой угол падения, где распределительные каналы вливаются в бассейн. В ответ на продолжающееся поступление осадков фронт дельты выдвигается на большую глубину. Ниже и дальше в сторону акватории протягивается обширная зона *продельты*.

Для *дельтовой равнины* характерны преимущественно песчаные полимиктовые отложения распределительных русел и приустьевых насыпей с диагональной слоистостью, следами эрозии и внедрением пелитовых прослоев, мелкозернистые пески и тонкослойчатые алевриты береговых валов. Для озер, болот и лагун дельтовой равнины отмечены преимущественно глинистые тонкослоистые осадки, а в гумидном климате — также прослои и линзы углей. Отложения *фронта дельты* представлены хорошо отсортированными, диагонально-слоистыми песками и тонкослоистыми алевритами. К *продельтовым* принято относить тонкослоистые алевритовые и глинистые разности. Осадки дельты обычно богаты растительным детритом и слюдой. Могут присутствовать приносимые реками споры и пыльца. Остатки фауны, как правило, немногочисленны, но иногда встречаются двустворки. Следы биотурбации характерны для лагун и нижней части *продельты*.

Зона развития приливно-отливных равнин или лагун занимает широкие пространства морского побережья. *Приливно-отливные равнины* расчленены сетью каналов, по которым во время прилива поднимается вода и затопляет прилегающие участки берега. Границы приливо-отливных равнин определяются средней дальностью действия приливов. Отложения представлены частым чередованием песков и глин отложений с характерной полосчатой и линзовидной слоистостью осадков. Глины осаждаются при высоком стоянии воды, тогда как песок — на начальной фазе прилива и на конечной фазе отлива. Пески, осаждаемые в нижних частях зоны, характеризуются высокой степенью сортировки и бимодальной диагональной слоистостью. Присутствуют бедная по числу видов морская фауна, следы интенсивной биотурбации, сидерит и глауконит.

В *осадках лагун* доминируют глины и алевролиты. Крупнозернистый материал могут приносить реки с материка или приливно-отливные течения из акватории. Часты следы биотурбации, присутствуют бедная морская фауна и остатки высшей растительности.

Отмели, периодически затопляемые морем, расположены выше среднего высокого уровня прилива. В районах умеренного климата они могут быть покрыты соляными маршами. Осадкам этих зон присуще чередование глин и алевролитов, слоистость в которых сильно нарушена биотурбацией и корнями растений.

К *морским обстановкам осадконакопления* относятся литофациальные зоны внутреннего мелководного (до 50 м) и внешнего глубоководного шельфа (50—200 м). *Отложения внутреннего шельфа* (верхняя сублитораль) находятся выше базиса действия волн

и подвержены влиянию приливов и отливов. Здесь происходит отложение песчаных и алевритовых разностей с параллельной или слабонаклонной диагональной слоистостью и глинистыми прослоями.

Осадконакопление в зоне внешнего шельфа (нижняя сублитораль) происходит ниже базиса действия волн и характеризуется спокойным гидродинамическим режимом. Здесь накапливаются темно-серые и черные глины с горизонтально-слоистой текстурой, иногда со следами илоедов. Встречаются тонкие прослои мелкозернистых песчаников. Присутствуют пиритовые, фосфатные и известковые конкреции. Для морских обстановок характерно обилие фауны — выявлены остатки кораллов, губок, брахиопод, гастропод, белемнитов, аммоноидей.

Нижнетриасовые нефтегазоматеринские отложения. В раннетриасовую эпоху на юго- (Печорское море) и северо-востоке (арх. Новая Земля, Северо-Карская палеосуша) региона в обстановках озерно-аллювиальных равнин (рис. 2) господствовали активные гидродинамические обстановки и окислительная среда, что привело к накоплению красноцветных глинистых и глинисто-алевролитовых отложений с повышенной песчаностью, с линзами угля. Указанное не способствовало сохранности ОВ. Крупные реки, берущие начало на воздымающемся горном сооружении Урала и Тиманского кряжа, а также, вероятно, на Северо-Карской палеосуше, разветвлялись в прибрежной зоне и образовывали дельтовые системы (скважины Песчаноозерская, Колгуевская). Приносимый материал заполнял активно прогибающуюся Южно-Баренцевскую впадину, что привело к накоплению 2—4-километровой толщи нижнетриасовых пород, выделяемой на сейсмических разрезах. В пределах дельтовых равнин и фронта дельты происходило накопление осадков с большим количеством остатков высшей растительности, сносимой с континента, которую можно наблюдать в шлифах в виде углистого детрита. Поэтому для нижнетриасовых пород этих литофациальных зон характерен гумусовый тип ОВ. Низкое содержание ОВ (0,002—0,2%) и бедный нефтегазогенерационный потенциал у глинистых отложений в этой зоне обусловлены преимущественно окислительными обстановками в осадке и, вероятно, разубоживающим эффектом, вызванным высокой скоростью осадконакопления.

В центральных частях Южно- и Северо-Баренцевской впадин предполагается наличие литофациальных зон *продельты*, где условия для сохранности ОВ должны были быть лучше. Это связано с преобладанием тонкозернистых алеврито-глинистых осадков, на частицах которых происходила абсорбция ОВ, и более спокойной гидродинамической обстановкой по сравнению с дельтовыми и озерно-аллювиальными равнинами.

В условиях приливно-отливных равнин, распространявшихся вдоль Новой Земли, северного склона Балтийского щита, моноклинали Финмарк и на запад-

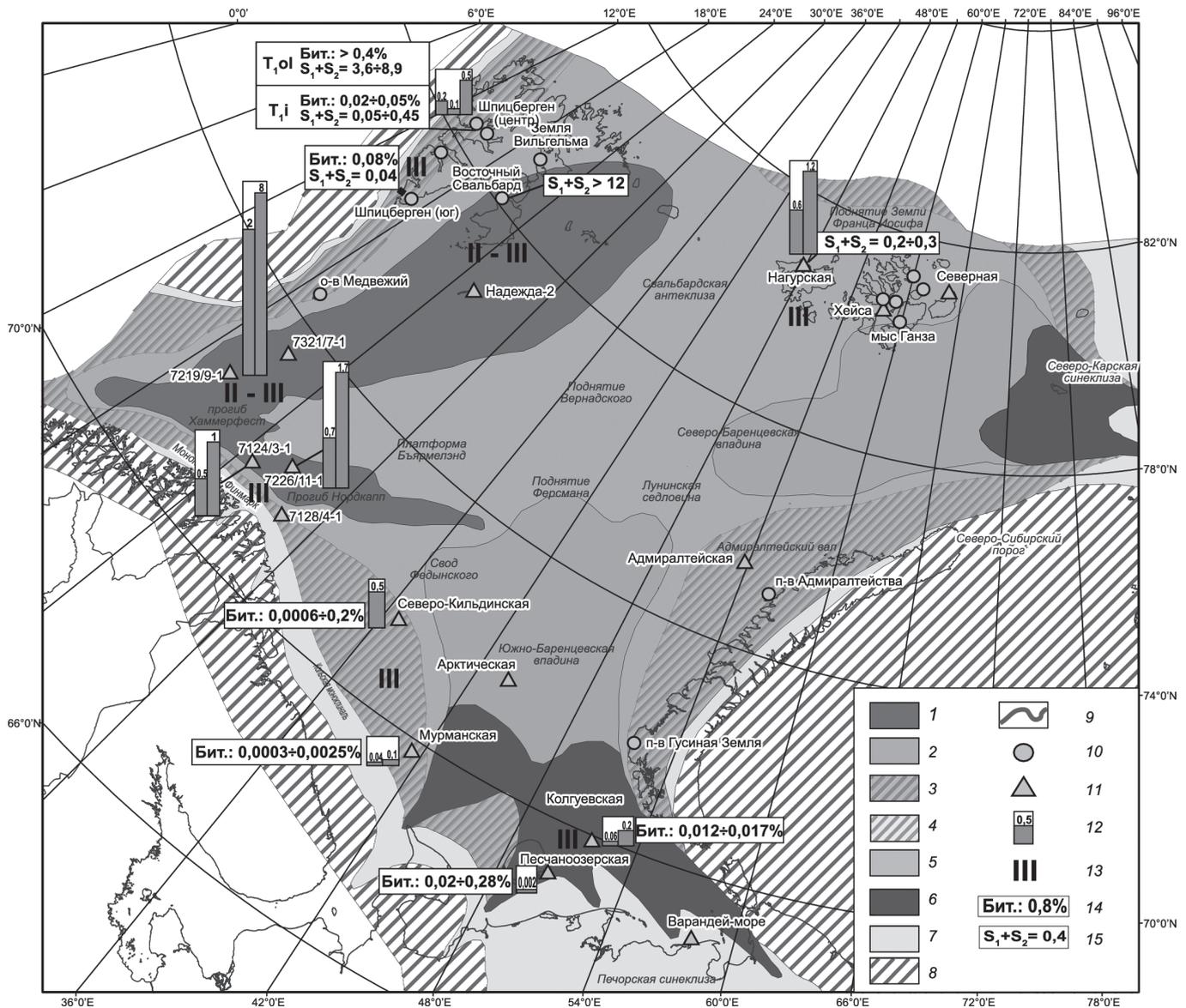


Рис. 2. Сопоставление результатов геохимических исследований нижнетриасовых НМП и литофациальных зон раннетриасовой эпохи: 1 — глубоководный шельф (50—200 м); 2 — мелководный шельф (до 50 м); 3 — зона приливо-отливных равнин или лагун; 4 — отмели, периодически затопляемые морем; 5 — продельта; 6 — дельтовая равнина и фронт дельты; 7 — озерно-аллювиальная равнина; 8 — области эрозии; 9 — современная береговая линия; 10 — обнажения; 11 — скважины; 12 — значения ТОС, % (индекс 0 — пересчитанные на исходное); 13 — тип ОВ (II — гумусово-сапропелевое, III — гумусовое); 14 — содержание битумоида, %; 15 — нефтегазоматеринский потенциал, мг УВ/г породы (индекс 0 — пересчитанный на исходный)

ной периферии Баренцевоморского бассейна (рис. 2), накапливались толщи, представленные частым чередованием песчаных и глинистых пестроцветных отложений. Глинистые нижнетриасовые породы в этой литофациальной зоне содержат органическое вещество гумусового типа, так как седиментация происходила в относительной близости от источника сноса. Низкое содержание ОВ (0,04—0,1% в Мурманской скважине, 0,5 — в Северо-Кильдинской скважине, 0,1—0,5% в индских отложениях центральной и южной частей Шпицбергена) и битумоидов (0,0006—0,16%) может быть связано с его плохой сохранностью в водной толще и осадке из-за господства окислительных условий в результате активной гидродинамики вод, влияния приливов и отливов. Глинистые толщи

этой фациальной зоны характеризуются очень бедным нефтегазогенерационным потенциалом ($S_1 + S_2 = 0,12 \pm 0,56$ мг УВ/г породы), поэтому вопрос отнесения их к нефтегазоматеринским остается дискуссионным.

Обстановки мелководно-морского шельфа, занимавшие большую часть территории Баренцева моря в раннем триасе (рис. 2), характеризуются более благоприятными условиями для сохранности ОВ в осадке. На ЗФИ (в районе Нагурской скважины) содержание ОВ в нижнетриасовых породах достигает 1,2%. Гумусовая природа ОВ ($HI = 10 \div 33$ мг УВ/г ТОС) обусловлена близостью крупной дельты на востоке. Эти породы хотя и характеризуются бедным потенциалом (до 0,3 мг УВ/г ТОС), но могут быть отнесе-

ны к газоматеринским. На моноклинали Финмарк и в бассейне Хаммерфест в глинистых отложениях мелководно-морской литофациальной зоны (формация Хаверт) присутствует до 0,4–1% органического вещества гумусового типа. О слабоокислительных условиях в осадке свидетельствуют значения геохимических коэффициентов Pr/Ph, Pr/n—C₁₇ и Ph/n—C₁₈ (скв. 7124/3-1) (рис. 3).

В центральной части Шпицбергена в связи с трансгрессией в оленекское время также стали накапливаться мелководно-морские алеврито-глинистые отложения (формация Стики Кип). Темно-серые аргиллиты здесь характеризуются значениями ТОС до 3%, содержанием битумоида 0,4–0,8% и преобладанием ОВ смешанного гумусово-сапропелевого типа (НІ = 194÷318 мг УВ/г ТОС). Появление сапропелевого компонента обусловлено отсутствием крупных рек. Более высокое содержание ОВ в породах связано с преобладанием слабовосстановительных условий в осадке, поступлением в бассейн седиментации преимущественно пелитовых фракций и более спокойной гидродинамикой вод. Отношение Pr/Ph составляет 1,4÷2, коэффициенты Pr/n—C₁₇ и Ph/n—C₁₈ — 1,5÷1,6 и 1,2÷1,6 соответственно (рис. 3), что подтверждает смешанный тип ОВ, накапливавшегося в слабовосстановительных условиях [Abdullah, 1999]. Таким образом, породы оленекского возраста в этой части архипелага характеризуются хорошим нефтематеринским потенциалом (3,6–8,9 мг УВ/г породы) (рис. 2).

Литофациальная зона глубоководного шельфа распространялась от восточной оконечности Свальбарда на юг и юго-запад в норвежскую часть моря и прогиб Нордкапп (рис. 2). Ее восточная и южная границы выделяются по крайним западным бровкам нижнетриасовых клиноформ [Glorstad-Clark et al., 2010]. Преимущественно глинистые оленекские отложения на востоке Шпицбергена, о-вах Баренца и Эдж характеризуются высоким содержанием ОВ (до 6%) гумусово-сапропелевой природы и очень хорошим нефтегенерационным потенциалом (среднее значение S₂ = 12 мг УВ/г породы) [Vjoroy et al., 2010]. На норвежском шельфе содержание ОВ в индских аргиллитах достигает 1,7–2%, а в оленекских — 2–8% при значениях НІ до 500 мг УВ/г ТОС. По соотношению стеранов C₂₇, C₂₈ и C₂₉ они попадают в обстановки открытого моря [Официальный сайт Norwegian Petroleum Directorate, 2010]. В работе [Vjoroy et al., 2010] отмечено типичное для морских восстановительных условий распределение гопанов, сходное с таковым на востоке Свальбарда. Такая корреляция позволяет предположить, что нефтематеринские толщи с хорошими свойствами накапливались в раннем триасе в пределах всей зоны глубоководного шельфа.

Среднетриасовые нефтегазоматеринские отложения. В среднетриасовую эпоху на юго- и северо-востоке Баренцевоморского шельфа господствовали условия озерно-аллювиальных, дельтовых и прибрежно-морских равнин (рис. 4). Среднетриасовый разрез пред-

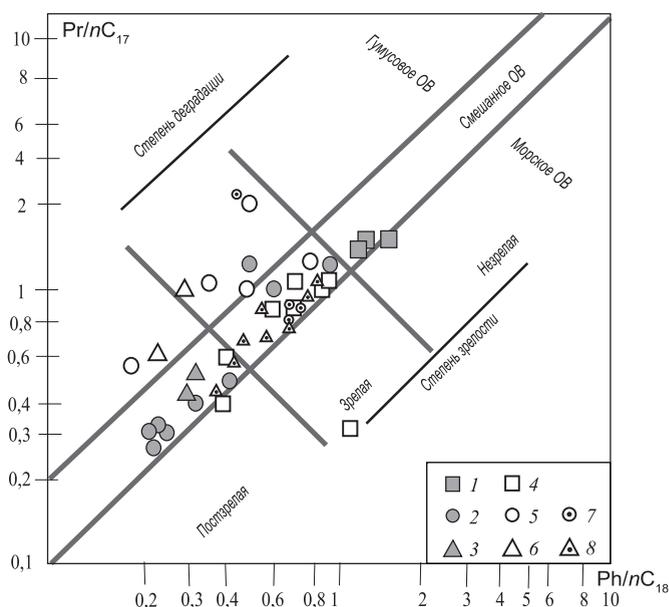


Рис. 3. Диаграмма Кеннона—Кессоу для битумоидов из триасовых НМП: 1–3 нижний триас: 1 — Шпицберген, 2 — бассейн Нордкапп, скв. 7226/11-1, 3 — прогиб Хаммерфест, скв. 7124/3-1; 4–6 средний триас: 4 — Шпицберген, 5 — скв. 7226/11-1, 6 — скв. 7124/3-1; 7–8 — верхний триас: 7 — скв. 7226/11-1, 8 — скв. 7124/3-1

ставлен переслаиванием зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых песчаников с пестроокрашенными глинами и редкими прослоями черных пиритизированных глин [Григорьева и др., 1998]. Нефтегазоматеринский потенциал этих отложений низкий — ТОС < 0,4%, содержание битумоидов составляет 0,006–0,03% (скважины Мурманская и Северо-Кильдинская).

Среднетриасовые породы литофациальной зоны мелководного шельфа характеризуются значительной вариацией количества и типа ОВ в них, а соответственно и их нефтематеринского потенциала. Так, в восточной части прогиба Хаммерфест глинистые породы содержат до 1,5% ОВ преимущественно гумусового типа. Но севернее, при удалении от источника сноса (Балтийского щита) и становлении более стабильных мелководных условий, количество ОВ в отложениях среднего триаса возрастает до 3% (прогиб Нордкапп). Значения коэффициентов Pr/n—C₁₇ и Ph/n—C₁₈ (скважины 7124/3-1 и 7226-11) подтверждают преимущественно гумусовый тип ОВ (рис. 3) [Официальный сайт Norwegian Petroleum Directorate, 2010].

На востоке Земли Франца Иосифа в среднем триасе в условиях мелкого моря и близости крупного источника сноса накопились мощные толщи (до 2 км) чередования песчаных, алевритовых и глинистых отложений с чешуйками слюды и обломками раковин (рис. 1, 4). Глинистые прослои содержат 0,1–1% ОВ. Максимум распределения n-алканов в них приходится на C₂₁—C₂₂. Преобладание нечетных алканов как в низко-, так и в высокомолекулярной области, а также большой нафтеновый фон из сложных поли-

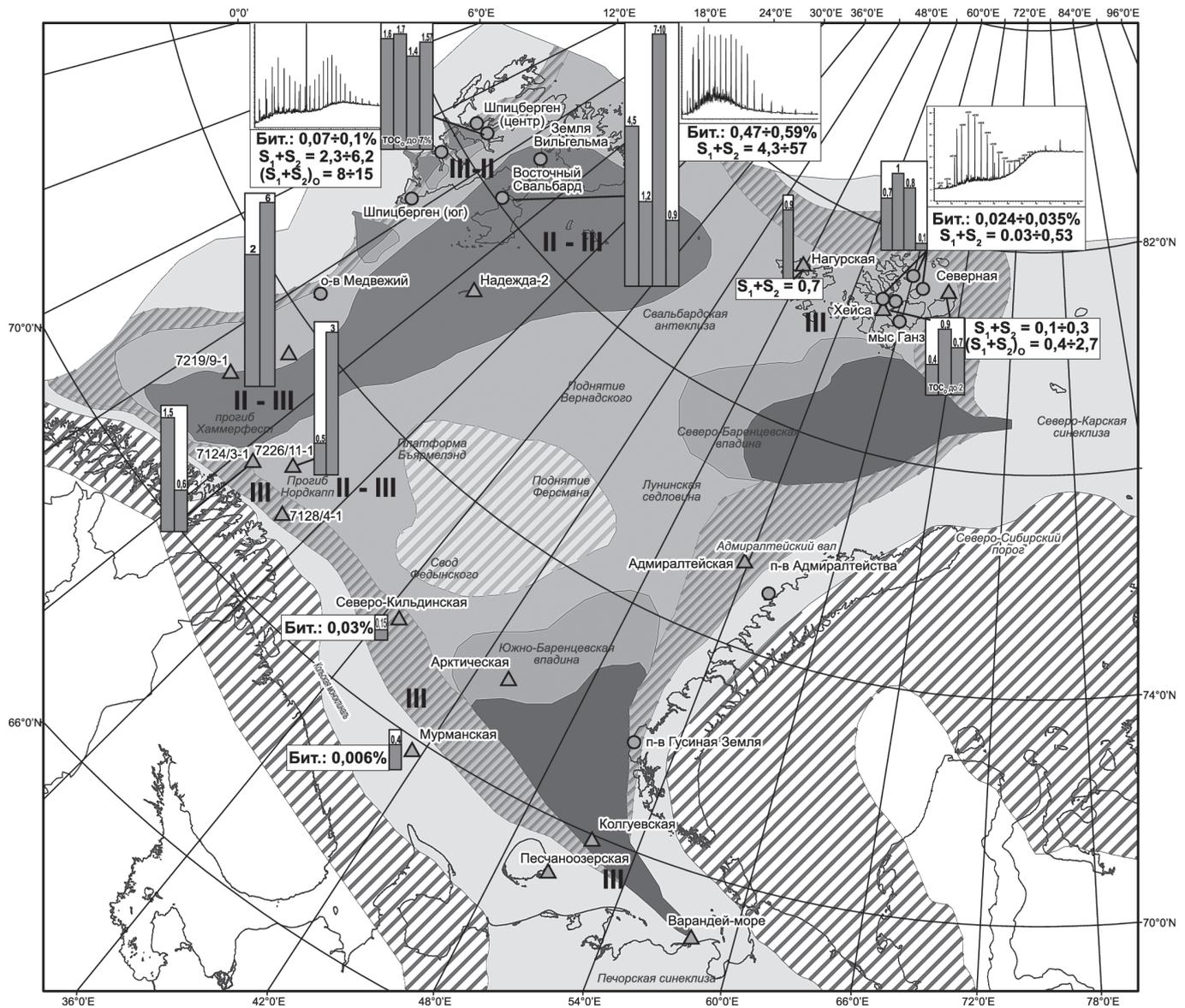


Рис. 4. Сопоставление результатов геохимических исследований среднетриасовых НМП и литофациальных зон среднетриасовой эпохи. Условные обозначения см. на рис. 2

ароматических структур — признак ОВ прибрежно-морского генезиса преимущественно гумусового типа (рис. 5). Бедный нефтегазогенерационный потенциал этих пород (до 0,53 мг УВ/г породы) обусловлен преимущественно активной гидродинамикой вод (косая и волнистая слоистость, частое чередование прослоев), окислительной обстановкой в осадке (присутствие сидерита) и разубоживающим эффектом. По данным работы [Данюшевская, 1995], в анизийских породах в скважинах Хейса и Северная ТОС не превышает 0,7%, в ладинских — 0,9%. Остаточный нефтегазогенерационный потенциал бедный (до 0,28 мг УВ/г породы). Для сильно преобразованных пород остаточный нефтегазогенерационный потенциал был пересчитан на начало ГЗН. Исходные значения ТОС в среднетриасовых породах на ЗФИ составляли 0,8—2,1% (коэффициент пересчета от 1,5 до 2, согласно данным Т.К. Баженовой), НИ — до 130 мг УВ/г ТОС.

При этом исходный нефтегазогенерационный потенциал характеризуется по классификации Peters и Cassa как бедный и лишь иногда как удовлетворительный (до 2,7 мг УВ/г породы).

В центральной части Шпицбергена темно-серые и черные тонкоплитчатые аргиллиты, накапливавшиеся в мелководно-морских продельтовых, временами лагунных условиях (прослой карбонатных пород, следы биотурбации), характеризуются современным содержанием ОВ 1,4—1,7% и удовлетворительным и хорошим нефтегазогенерационным потенциалом ($S_1 + S_2 = 2,3 \div 6,2$ мг УВ/г породы) (рис. 4). Но так как степень их катагенеза уже приближается к концу ГЗН, исходные значения этих параметров были выше. Пересчитанные на начало ГЗН значения ТОС могли достигать 3,5%, а нефтегазоматеринский потенциал был очень хорошим. Эти расчеты подтверждаются литературными данными о менее преобразованных

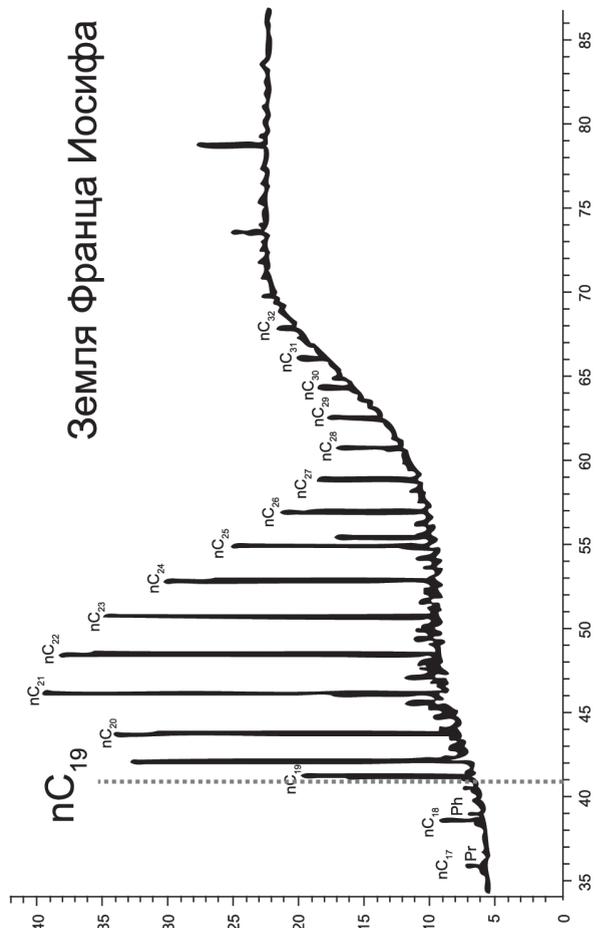
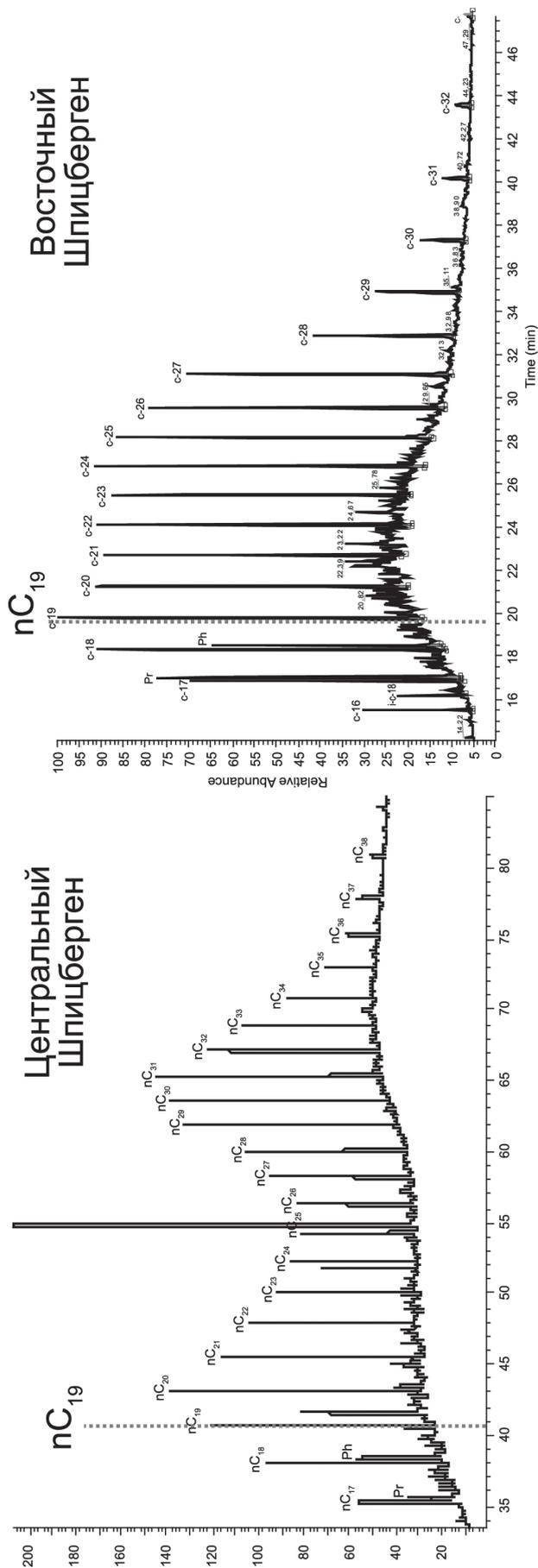


Рис. 5. Хроматограммы битумоидов из аргиллитов анизийского яруса со Шпицбергена и Земли Франца Иосифа. Получены методом газовой хроматографии

породах: ТОС до 7%, превосходный нефтегазогенерационный потенциал (> 29 мг УВ/г породы), содержание битумоидов > 1,2% [Abdullah, 1999].

Гумусово-сапропелевый тип ОВ — НI = 130÷337 (исходный — до 450 мг УВ/г ТОС), бимодальное распределение *n*-алканов (максимумы на *n*-C₂₀ и *n*-C₃₁) (рис. 5), большой нефтеный фон и преобладание нечетных алканов в высокомолекулярной области (CPI 2 = 2C₂₉/(C₂₈ + C₃₀) > 1) свидетельствуют о привносе континентальной составляющей дельтами, расположенными на западе, значения отношения Pr/Ph (1,4–2) и коэффициентов Pr/*n*-C₁₇ и Ph/*n*-C₁₈ — об умеренно-восстановительных условиях накопления ОВ (рис. 3) [Abdullah, 1999].

К литофациальной зоне глубоководного шельфа, по-прежнему протягивавшейся в западной части бассейна (рис. 4), приурочены наилучшие триасовые НМТ. Как на о. Эдж, так и на норвежском шель-

фе они представлены черными глинами, количество ОВ в которых на начало ГЗН достигает 4–10% и 8–16% соответственно. Современные значения ТОС в этих породах на норвежском шельфе ниже (2–6%) из-за высокой степени преобразования, ОВ смешанного типа, но со значительным преобладанием сапропелевой составляющей (НI до 525 мг УВ/г ТОС). Максимум распределения *n*-алканов, находящийся в низкомолекулярной области, и низкий нефтеный фон свидетельствуют о доминировании сапропелевой составляющей в исходном ОВ (рис. 5). Накопление в этой литофациальной зоне НМП с превосходным нефтегазогенерационным потенциалом (S₂ = 2,5÷57 мг УВ/г породы, в среднем 19 мг УВ/г породы) обусловлено поступлением пелитового материала, который адсорбирует ОВ, спокойными гидродинамическими условиями и преимущественно восстановительной средой.

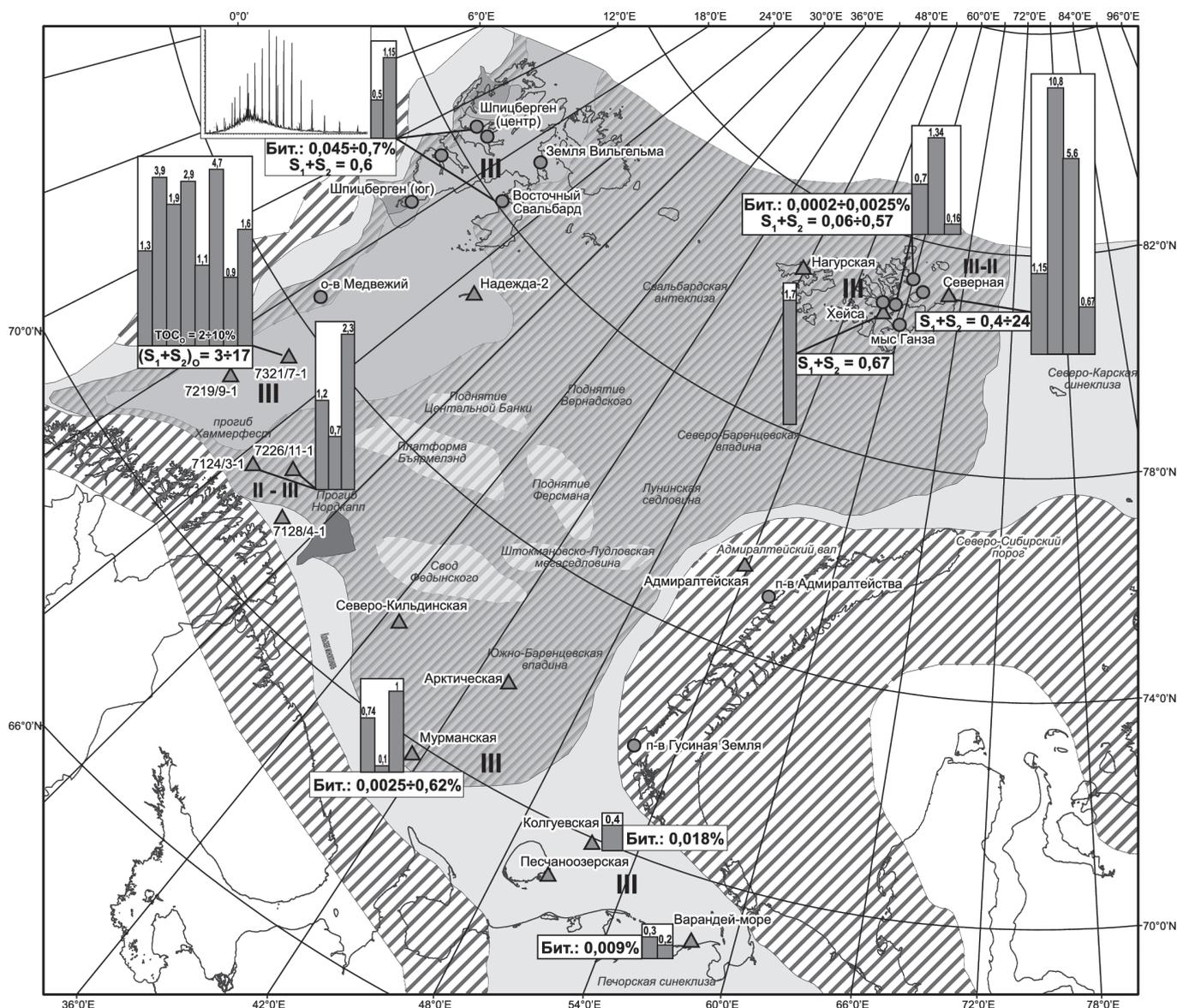


Рис. 6. Сопоставление результатов геохимических исследований верхнетриасовых НМП и литофациальных зон поздне триасовой эпохи. Условные обозначения см. на рис. 2

Верхнетриасовые нефтегазоматеринские отложения.

В поздне триасовую эпоху произошло обмеление бассейна, что обусловило повсеместное накопление терригенных пород, обогащенных гумусовым типом ОВ (рис. 6). Темп седиментации снизился. На юго-востоке бассейна глинистые прослои озерно-аллювиальных фациальных зон нельзя рассматривать как нефтематеринские из-за очень низкого содержания ОВ (< 0,8%). Обширная приливно-отливная равнина была расположена в центральной и западной частях региона. Прослои верхнетриасовых глинистых отложений в Южно-Баренцевской впадине и на ЗФИ обладают в целом бедным газоматеринским потенциалом. Но отдельные лагуны и болота могли обеспечивать хорошую сохранность ОВ (например, карнийские черные глины и углистые прослои в районе скважины Северная на ЗФИ) (рис. 6). Черные глины характеризуются высоким содержанием ОВ (до 11%) преимущественно гумусового типа (НН = 214 мг УВ/г ТОС) и превосходным нефтегазоматеринским потенциалом (до 24 мг УВ/г породы). Подобные обстановки, вероятно, существовали и в прогибах Нордкапп и Хаммерфест: значения $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$ подтверждают смешанный тип ОВ (рис. 3).

Глинистые прослои верхнетриасовых отложений в мелководно-морской литофациальной зоне на западе региона содержат большую концентрацию ОВ гумусового типа на норвежском шельфе — современные значения ТОС = 0,9÷5%, исходные — 2÷10% (рис. 6). Сохранность ОВ и формирование очень хорошего нефтегазоматеринского потенциала пород на норвежском шельфе обусловлены замкнутостью бассейна и ограниченной циркуляцией вод. На Шпицбергене содержание ОВ в верхнетриасовых породах ниже (0,5—1,2%), породы характеризуются бедным потенциалом (0,6 мг УВ/г породы) в связи с активной гидродинамикой вод, поступающих из открытого морского бассейна, находившегося к северу от изучаемой территории.

Выводы. 1. Изменение по площади и в разрезе количества и типа ОВ в триасовых НМП Баренцево-морского шельфа зависит от условий их осадконакопления. Наилучшие НМП (до 7—16% ОВ гумусово-сапропелевого типа) с превосходным исходным нефтегазогенерационным потенциалом приурочены к литофациальной зоне глубокого шельфа, протягивавшейся субмеридионально в западной части региона в раннем и среднем триасе. К ним относятся оленек-

ские и анизийские отложения на востоке Шпицбергена и норвежском шельфе. В этой зоне происходило накопление преимущественно пелитового материала, спокойная и иногда застойная гидродинамическая обстановка и восстановительная среда обеспечивают хорошую сохранность ОВ.

2. Глинистые отложения мелководно-морских фациальных зон, занимавших большую часть региона в триасовый период, характеризуются средним содержанием гумусового ОВ (1—2%), средним и бедным газоматеринским потенциалом. Это индские отложения на Шпицбергене и норвежском шельфе, а также нижне- и среднетриасовые породы на ЗФИ. Зстойные условия в этих обстановках могли обеспечивать лучшую сохранность ОВ и высокий генерационный потенциал, как в верхнетриасовых породах на норвежском шельфе.

3. Дельтовые равнины развивались при активном сносе осадков с разрушающихся горноскладчатых сооружений Урала и Пай-Хоя. Глинистые прослои характеризуются главным образом гумусовым типом ОВ. Бедный нефтегазогенерационный потенциал нижне- и среднетриасовых дельтовых отложений в Южно- и Северо-Баренцевской впадинах связан с преимущественно окислительными обстановками в осадке и разубоживающим эффектом. НМП могут быть приурочены к поверхностям максимального затопления, которые выявляются на сейсмических профилях как яркие, высокоамплитудные, протяженные отражающие горизонты [Казанин и др., 2011].

4. Отложения приливно-отливных равнин содержат мало ОВ, что обусловлено активной гидродинамикой вод и господством окислительной среды. Обмеление бассейна и широкое распространение этих обстановок осадконакопления в позднем триасе обуславливают в целом низкий нефтематеринский потенциал верхнетриасовых отложений Баренцева моря. Зато лагунные обстановки способствовали накоплению и сохранению большого количества ОВ гумусовой и гумусово-сапропелевой природы. Например, карнийские черные глины на ЗФИ обладают хорошим и превосходным газоматеринским потенциалом.

5. Активные гидродинамические условия и окислительная среда озерно-аллювиальных равнин не способствовали сохранности ОВ, поэтому на юго- и северо-востоке региона нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложения практически отсутствует.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Градзинский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р. Седиментология. М.: Недра, 1980. 640 с.

Григорьева В.А., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Палеогеография и нефтегазоносность триасовых отложений шельфа Печорского и Баренцева морей // Геология нефти и газа. 1998. № 9. С. 10—17.

Данюшевская А.И. Нефтегазопроизводящие толщи фанерозойских отложений арктических островов // Геохимия. 1995. № 10. С. 1495—1505.

Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В. и др. Сейсмогеологическое строение Печорского и юго-восточной части Баренцева морей на основе интерпретации каркасной сети сейсмических профилей МОВ ОГТ 2Д. М.: ГЕОС, 2011.

Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В. и др. Мезозойские нефтегазоматеринские отложения Баренцево-морского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. 2012. № 3. С. 24—35.

Клубов Б.А., Безруков В.М., Гарибьян Е.В., Танинская Н.В. Активные нефтепроявления на архипелаге Земля Франца Иосифа и наиболее вероятная их природа // Литология и полезные ископаемые. 1998. № 4. С. 431—435.

Обстановки осадконакопления и фации. М.: Мир, 1990. 352 с.

Официальный сайт Norwegian Petroleum Directorate. URL: <http://www.npd.no> (дата обращения: 01.05.2010).

Abdullah W.H. Organic facies variations in the Triassic shallow marine and deep marine shales of central Spitsbergen, Svalbard // Marine and Petroleum Geol. 1999. Vol. 16. P. 467—481.

Bjoroy M., Hall P.B., Ferriday I.L., Mork A. Triassic source rocks of the Barents Sea and Svalbard // Search and Discovery article. AAPG. 2010. N 10219. P. 1—6.

Geological History of the Barents Sea. Trondheim, Norway // Geol. survey of Norway. 2009. 135 p.

Glorstad-Clark E., Faleide J.I., Lundschieen B.A., Nystuen J.P. Triassic seismic sequence stratigraphy and paleogeography of the western Barents Sea area // Marine and Petroleum Geol. 2010. Vol. 27. P. 1448—1475.

Leith T.L., Weiss H.M., Mork A. et al. Mesozoic hydrocarbon source rocks of the Arctic region // Arctic Geology and Petroleum Potential. Amsterdam: Elsevier, Norwegian Petroleum Soc., 1992. P. 1—25.

Поступила в редакцию
24.05.2013